

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Projeto de um recurso solar fotovoltaico numa indústria têxtil

Tiago André Matos da Silva

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura

Coorientador: Eng. Francisco José Ferreira de Faria

25 de junho de 2017

Resumo

A Europa está a fazer importantes esforços para reduzir as suas emissões de gases com efeito de estufa. Um dos principais pontos das suas medidas ambientais é a promoção das energias renováveis.

As fontes de energia renovável são uma alternativa viável aos combustíveis fósseis, contribuindo para a redução das emissões de gases com efeito de estufa e diversificando o fornecimento energético.

Neste contexto, a KW Alternativas em Energia, está habilitada à prestação de serviços integrados na área da produção de energia elétrica, que fomentam a sustentabilidade económica e ambiental do país.

Este trabalho tem como propósito o desenvolvimento de um projeto de instalação de um sistema fotovoltaico numa fábrica têxtil, com produção de energia para consumo próprio.

Relativamente ao caso prático, como ponto de partida, foram examinadas as condições do local e os consumos produzidos pela fábrica. Depois de estudada a colocação dos módulos fotovoltaicos, foi produzido um teste sobre o sombreamento que afeta o local, resultando na instalação de 351kW nos telhados da fábrica. Inerente à colocação dos painéis, foi pensada a distribuição destes pelos inversores, realizado o estudo da cablagem para as ligações e dimensionamento das proteções da central solar.

Por fim, com todos os materiais necessários já conhecidos, elaborou-se o orçamento e a correspondente análise financeira, onde são avaliados os benefícios desta implementação fotovoltaica.

Abstract

Europe is making significant efforts to reduce greenhouse gases emissions. One of the main goals of environmental measures is the promotion of renewable energies.

Renewable energy sources are a strong possibility rather than the consumption of fossil fuels, helping to reduce the greenhouse gas emissions and diversifying the energy supply.

In this context, KW Alternativas em Energia is qualified to provide services in the area of electric energy production, that thrives the economic and environmental sustainability of the country.

This work's purpose is to develop a project to install a photovoltaic system in a textile factory and the aim is to produce energy for own consumption.

As starting point were analyzed the conditions about the place and the energy consumption by the factory. After the study about the installation of the photovoltaic panels on the building's roof, was made a shading test about the place and finally were installed 351kW. At the same time, was planned the panels' distribution by the inverters, were also studied the cable connections and was designed a fault protection system.

Finally, when all needed materials were known, was defined the total budget for the work and was made a financial analysis to know this project's benefits

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao meu orientador, Professor Machado e Moura, não só pela oportunidade concedida, mas também pela sua constante motivação, apoio e disponibilidade ao longo deste processo. Foi um privilégio trabalhar com o professor.

Um especial agradecimento ao Engenheiro Francisco Faria e à KW Alternativas em Energia, por me terem acolhido da melhor forma possível. Obrigado pelo seu contributo, por todo o interesse demonstrado ao longo deste trabalho e pela constante disponibilidade para me ajudar.

Gostaria de deixar um especial agradecimento a toda a minha família, em especial aos meus pais, que sempre me motivaram e apoiaram.

Por último, agradecer a todos os meus colegas e amigos que me acompanharam ao longo deste percurso e colaboraram para o meu desenvolvimento pessoal e académico.

Tiago da Silva

“The best way to predict the future is to invent it.”

Alan Kay

Conteúdo

Abreviaturas e símbolos	xvii
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento e motivação	1
1.2 Apresentação da empresa	3
1.3 Objetivos e caracterização do trabalho	4
1.4 Acordo de confidencialidade	4
1.5 <i>Software</i> utilizado	4
1.6 Estrutura da dissertação	5
2 Caracterização energética	7
2.1 Alterações climáticas	7
2.1.1 União Europeia e as alterações climáticas	8
2.1.2 Diretiva Energias Renováveis	9
2.2 A energia na União Europeia	10
2.2.1 Consumo	10
2.2.2 Importações	12
2.2.3 Produção	12
2.3 A energia em Portugal	14
2.4 Produção e consumo de eletricidade em Portugal	17
3 Enquadramento teórico do recurso solar fotovoltaico	21
3.1 Recurso solar	21
3.1.1 Radiação solar na Terra	21
3.1.2 Sistema de coordenadas solares	22
3.1.3 Geometria Sol Terra	24
3.2 Irradiância na Europa	27
3.2.1 Irradiância em Portugal	28
3.3 Energia solar	29
3.3.1 Energia solar em Portugal	30
3.3.2 Potencial da energia solar em Portugal	31
3.4 Produção Distribuída	32
3.4.1 UPAC	33
3.4.2 UPP	35
3.5 Sistemas fotovoltaicos	36
3.5.1 Efeito Fotovoltaico	37
3.5.2 Células fotovoltaicas	38
3.5.3 Preço fotovoltaico	41

3.5.4	Características elétricas das células fotovoltaicas	42
3.5.5	Efeitos do sombreamento	45
3.6	Tecnologia dos inversores	47
3.6.1	Inversores de rede	48
3.6.2	Configuração dos inversores	48
3.6.3	FDI dos inversores	50
4	Caso de estudo	53
4.1	Caracterização do local da instalação	53
4.1.1	Localização	53
4.1.2	Layout da fábrica	54
4.1.3	PT da fábrica	55
4.1.4	Condições ideais de instalação	56
4.1.5	Produção FV	56
4.2	Tarifário contratado	57
4.3	Consumos da instalação	60
4.4	Potência máxima a instalar	62
4.5	Energia injetada na rede	62
4.6	Painéis escolhidos	62
4.7	Colocação dos painéis	63
4.8	FV produzido nos telhados	63
4.8.1	Potência máxima por telhado	64
4.9	Metodologia de cálculo	65
4.9.1	Exemplo de cálculo	69
4.9.2	Custo de instalação de sistemas FV	71
4.9.3	Cálculo da potência ideal	72
4.9.4	Aplicação às condições dos telhados	73
4.10	Potência instalada	74
4.10.1	Estudo do sombreamento	74
4.10.2	Potência instalada final	75
4.11	Análise energética	76
4.11.1	Inversores escolhidos	78
4.11.2	Dimensionamento dos inversores	78
4.11.3	Distribuição dos módulos pelos inversores	80
4.11.4	Localização dos inversores	81
4.11.5	Ligação entre painéis e inversor	82
4.11.6	Ligação entre inversores e QGBT	83
4.12	Dimensionamento das cablagens	83
4.12.1	Cálculo da secção	84
4.12.2	Condições técnicas	84
4.12.3	Cabos DC	85
4.12.4	Cabos AC	86
4.12.5	Cabos necessários	87
4.13	Dimensionamento das proteções	87
4.13.1	Ligação à terra	87
4.13.2	Quadro AC	88
4.13.3	Proteções AC	88
4.14	Esquemas unifilares	89
4.15	Análise financeira	89

4.15.1	Orçamento	90
4.15.2	Proveitos	91
4.15.3	Período de Retorno de Investimento (PRI)	92
4.15.4	Valor Atual Líquido (VAL)	92
4.15.5	Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)	93
4.15.6	Balanço	94
5	Conclusões e trabalhos futuros	95
5.1	Conclusões	95
5.2	Trabalhos futuros	96
A	Fatura exemplo	99
B	Painel fotovoltaico escolhido	103
C	Relatório de sombreamento do Skelion	107
D	Instalação dos painéis	109
E	<i>Datasheet</i> do inversor	113
F	Folha de cálculo Huawei	117
G	Dimensão dos cabos DC	119
H	Dimensão dos cabos AC	123
I	Cabo DC e AC	125
J	Cabo Terra	131
K	Quadro AC	135
L	Descarregador de sobretensões	137
M	Disjuntores AC	139
N	Interruptor de proteção diferencial	141
O	Esquema unifilar da ligação dos painéis	143
P	Esquema unifilar das proteções	149
Q	<i>Cash flows</i> da central	153
	Referências	155

Lista de Figuras

1.1	Logótipo da empresa.	3
2.1	Fontes de emissão dos gases de efeito estufa [1].	8
2.2	Percentagem de energia consumida através de fontes renováveis, em cada país da UE [2].	9
2.3	Evolução total do consumo na UE, em Mtoe [3].	11
2.4	Evolução, por combustível, do consumo na UE, em Mtoe [3].	11
2.5	Evolução das importações na UE, em Mtoe [3].	12
2.6	Evolução da produção energética na UE, em Mtoe [3].	13
2.7	Evolução da produção na UE, por combustível em Mtoe [3].	13
2.8	Evolução do consumo em Portugal, em Ttoe [4].	14
2.9	Evolução da produção energética em Portugal, em Mtoe [5].	15
2.10	Evolução da capacidade energética instalada, em MW [6].	16
2.11	Evolução das importações nacionais, em Ttoe [7].	16
2.12	Evolução da produção de eletricidade, por cada tipo fonte, em GWh [8].	17
2.13	Evolução do consumo de eletricidade em Portugal [9].	18
2.14	Evolução da produção de eletricidade renovável nacional, em TWh [10].	18
2.15	Evolução da potência instalada nos centros eletroprodutores renováveis [11].	19
3.1	Componentes da radiação emitida pelo Sol [12].	22
3.2	Ângulos característicos da radiação solar [13].	24
3.3	Variação do ângulo de incidência dos raios solares, ao longo do ano, em Portugal continental [14].	25
3.4	Movimento da Terra em torno do Sol e respetivas estações do ano [14].	25
3.5	Inclinação responsável pelas variações sazonais [15].	26
3.6	Irradiação solar global para diferentes orientações da superfície recetora [14].	27
3.7	Potencial de eletricidade solar FV, nos países europeus, com ângulo ótimo de inclinação [16, 17].	28
3.8	Irradiação global e potencial de energia solar FV, em Portugal, com ângulo ótimo de inclinação [16, 17].	29
3.9	Evolução da potência solar instalada e da sua produção, em Portugal [9].	30
3.10	Evolução da potência solar produzida por zona de Portugal [11].	31
3.11	Modelo de funcionamento da UPAC, para uma potência superior a 1,5kW [18].	33
3.12	Diagrama de produção e consumo para o caso de um consumidor doméstico [18].	34
3.13	Modelo de funcionamento de UPP [19].	36
3.14	Representação do efeito FV [20].	37
3.15	Constituição de um gerador FV [20].	38

3.16	Diferentes tipos de células de silício: amorfo, monocristalino e policristalino, respectivamente [21].	40
3.17	Evolução do preço das células FV de silício cristalino [22].	42
3.18	Corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada numa célula fotovoltaica [23].	43
3.19	Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica [23]. . .	44
3.20	Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V [23].	44
3.21	Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V [23].	45
3.22	Exemplo da disposição de fileiras de painéis [24].	46
3.23	Exemplo de funcionamento de um inversor central [20].	49
3.24	Exemplo de funcionamento de um inversor para cada <i>string</i> [20].	50
4.1	Planta do local da instalação.	53
4.2	Numeração dos telhados para possível instalação.	54
4.3	Localização do PT da empresa.	55
4.4	Produção FV média, por hora, durante um ano.	57
4.5	Distribuição (%), por hora, do regime de tarifário usado.	59
4.6	Variação do consumo da fábrica, em kWh.	61
4.7	Variação média do consumo, durante um dia da semana, sábado e domingo, em kWh.	61
4.8	Situação ocorrida no dia 16 de julho, às 11 horas.	71
4.9	Variação do preço a pagar pela potência instalada (€/kW)	71
4.10	Disposição dos painéis nos telhados.	76
4.11	Utilização mensal da energia produzida, em kWh.	77
4.12	Comparação do consumo antes e depois da instalação da central.	77
4.13	Localização dos 15 inversores da instalação.	82
4.14	Ligação dos painéis que estão dispostos na vertical.	82
4.15	Ligação dos painéis que estão dispostos na horizontal.	83
4.16	Evolução dos proveitos ao longo dos anos.	91
4.17	Evolução do balanço ao longo dos anos.	94
C.1	Relatório de sombreamento do Skelion.	107
D.1	Instalação dos painéis no telhado 1	109
D.2	Instalação dos painéis no telhado 2 e 15.	109
D.3	Instalação dos painéis no telhado 4.	110
D.4	Instalação dos painéis no telhado 6.	110
D.5	Instalação dos painéis no telhado 8.	110
D.6	Instalação dos painéis no telhado 9.	110
D.7	Instalação dos painéis no telhado 13 e 14.	111

Lista de Tabelas

3.1	Rendimento das diferentes células fotovoltaicas [25, 26, 27].	41
4.1	Características dos telhados.	55
4.2	Elettricidade mensal produzida no local, por 1kW.	56
4.3	Tarifário da empresa.	58
4.4	Estatísticas sobre o tarifário.	58
4.5	Características do tarifário mensal.	59
4.6	Consumo da fábrica.	60
4.7	Características do painel.	62
4.8	Características dos telhados.	64
4.9	Potência máxima em cada telhado.	65
4.10	Preço a pagar pela potência instalada.	72
4.11	Resultados obtidos para a potência ideal.	73
4.12	Distribuição de potência, em kW, pelos telhados.	73
4.13	Resultados obtidos para as condições dos telhados.	74
4.14	Potência máxima a instalar em cada telhado, depois do teste de sombreamento.	75
4.15	Potência a instalar em cada telhado.	76
4.16	Características do inversor.	78
4.17	Dimensionamento do inversor.	81
4.18	Quantidade necessária de cada cabo.	87
4.19	Quantidade necessária do cabo para ligação à terra.	88
4.20	Orçamento da obra.	90
4.21	Balanço financeiro	94
G.1	Dimensão dos cabos DC.	119
H.1	Dimensão dos cabos AC.	123
Q.1	Evolução dos <i>cash flows</i> da central.	153

Abreviaturas e símbolos

°C	grau Celsius
€	euro
°	grau
%	percentagem
A	ampere
AC	Corrente Alternada
AVAC	Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado
BT	Baixa Tensão
CC	Curto Circuito
CFC	Clorofluorcarbonetos
cm	centímetros
DC	Corrente Contínua
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
FER	Fontes de Energia Renováveis
FV	fotovoltaico
g	grama
GWh	Gigawatt-hora
h	horas
INE	Instituto Nacional de Estatística
ITV	Indústria Têxtil e Vestuário
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
I&D	Investigação e Desenvolvimento
kg	quilograma
km	quilómetros
kW	kilowatt
kWh	kilowatt-hora
kWp	kilowatt-pico
m	metro
m ²	metro quadrado
mm	milímetro
mm ²	milímetro quadrado
MPPT	Controlador do Ponto de Máxima Potência
MT	Média Tensão
Mtoe	Megatonelada equivalente de petróleo

MWh	Megawatt-hora
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PD	Produção Distribuída
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PRE	Produção em Regime Especial
PT	Posto de Transformação
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RTIEBT	Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
Ttoe	Tonelada equivalente de petróleo
TWh	Terawatt-hora
UE	União Europeia
V	Volt
W	Watt
Wp	Watt-pico
XLPE	Polietileno reticulado

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento e motivação

A importância deste estudo recai maioritariamente sobre três parâmetros: o consumo de energia produzida com base em combustíveis fósseis, o potencial solar de Portugal e a competitividade da indústria têxtil.

As alterações climáticas têm vindo a ser identificadas como uma das maiores ameaças ambientais, sociais e económicas que o planeta e a humanidade enfrentam na atualidade [28].

Prevenir estas perigosas alterações climáticas é uma prioridade para a UE.

A Europa está a fazer importantes esforços para reduzir as suas emissões de gases com efeito de estufa, ao mesmo tempo que incentiva outros países e regiões do mundo a seguirem o seu exemplo [29].

Em março de 2007, os líderes europeus aprovaram uma abordagem proposta pela Comissão Europeia, com o objetivo de contribuir para a luta global contra as alterações climáticas, melhorando, simultaneamente, a sua situação em termos de segurança energética e competitividade [30].

Por forma a iniciar este processo, os líderes europeus delinearam várias metas a serem atingidas em 2020 no setor da energia [31]. A UE impôs a si própria objetivos energéticos e climáticos para 2020, 2030 e 2050, tendo por meio de combate a diminuição das emissões de gases com efeito de estufa, a melhoria da eficiência energética e as fontes renováveis.

O último pilar do Pacote Energia Clima é a nova diretiva para a promoção das energias renováveis.

As fontes de energia renovável são uma alternativa viável aos combustíveis fósseis. Contribuem para a redução das emissões de gases com efeito de estufa, diversificam o fornecimento energético e reduzem a dependência em relação a mercados de combustíveis fósseis pouco fiáveis e voláteis [32].

O impacto das atividades humanas, nomeadamente a queima de combustíveis fósseis, o abate da floresta tropical e a pecuária, no clima e na temperatura da Terra é cada vez maior [33]. As enormes quantidades de gases com efeito de estufa provenientes destas atividades juntam-se às naturalmente presentes na atmosfera, reforçando o efeito de estufa e o aquecimento global.

Para os cientistas mais conceituados a nível internacional na área do clima, as atividades humanas são, quase certamente, a principal causa do aquecimento observado desde meados do século XX [34].

Desta forma, uma economia de baixas emissões de carbono deve:

- Promover as energias renováveis;
- Impulsionar a eficiência energética e energias renováveis nas empresas, infraestruturas públicas e nas habitações;
- Implementar sistemas de distribuição inteligentes em BT e MT;
- Apoiar estratégias de baixa emissão de carbono, nomeadamente, nas zonas urbanas, incluindo a mobilidade urbana sustentável.

Portugal é um dos países europeus que apresenta condições mais favoráveis para a utilização em larga escala de energias renováveis [35].

As energias provenientes de fontes renováveis, particularmente o Sol, são hoje uma alternativa perfeitamente credível [36]. Além de terem um impacto ambiental irrelevante, em comparação com as energias convencionais (responsáveis pela produção de gases que geram o efeito de estufa e pela poluição do ar, da água e dos solos), têm a vantagem de apresentar uma excelente relação custo/benefício e podem ser um importante fator na promoção do emprego do país [37, 38].

Em Portugal, a disponibilidade do recurso energético é elevada, tal como o potencial de aproveitamento. Isto não se deve apenas à localização geográfica privilegiada do país, que permite um elevado período de exposição solar anual, mas também porque a produção ocorre principalmente nas horas diurnas de maior consumo de eletricidade [39].

A aposta nas tecnologias solares permite, para além de aumentar a incorporação de fontes de energias renováveis no consumo de energia elétrica, o fortalecimento da segurança energética nacional e contribui para o crescimento económico do país [40].

Nesta perspetiva, o aproveitamento da energia solar através de sistemas fotovoltaicos distingue-se das outras energias renováveis por apresentar um elevado potencial de integração nas zonas urbanas, permitindo a produção descentralizada da energia [41].

Numa indústria tão competitiva e disputada como a têxtil, é normal que haja a procura, através das mais diversas maneiras, de alguém se conseguir sobrepôr perante a concorrência.

O têxtil e vestuário é, de facto, um dos setores mais importantes da economia nacional. Isto foi comprovado no ano de 2016, em que 70% da sua produção foi exportada, através da qual foram obtidos 5063 milhões de €, representando cerca de 10% do total nacional de exportações [42]. Segundo dados do INE, as exportações de têxteis e vestuário em 2016, subiram mais de 5% em relação a 2015 [43]. Esta atividade agrega 6 mil empresas e emprega 120 mil trabalhadores. Contribui com 20% do emprego, 9% da produção e 8% do volume de negócios da indústria transformadora [44].

O sucesso futuro deste ramo, passa pelo aumento dos ganhos através da competitividade e inovação nos produtos e tecnologias. Em termos prioritários para os negócios da ITV portuguesa,

para conseguir concorrer à escala global com as maiores potências, é fundamental a redução do impacto ambiental e da quantidade de energia despendida por kg de matéria processada [45]. O elevado custo da fatura energética é uma desvantagem face aos seus concorrentes.

A ITV portuguesa, com indicação das orientações estabelecidas, tenta impulsionar novas aplicações têxteis, como novos materiais para geração e armazenamento de energia, como por exemplo, painéis fotovoltaicos [46].

Embora este projeto não esteja estreitamente ligado com a melhoria da qualidade dos produtos oferecidos pela marca em estudo, o propósito deste trabalho irá fazer com que, através de uma fonte energética grátis, a firma consiga salvar algum do seu capital financeiro, despendido com a fatura energética, e apostar noutras áreas que lhe possam trazer benefícios em relação aos seus demais concorrentes.

Naturalmente, numa perspetiva de futuro, quer-se tornar a empresa mais competitiva, mais concorrencial, mais inovadora e trazer benefícios a este setor e às pessoas que lá trabalham.

1.2 Apresentação da empresa



Figura 1.1: Logótipo da empresa [47].

A KW Alternativas em Energia está situada em Nogueira, freguesia do concelho de Braga, e é uma empresa que procura concretizar novas soluções de energia, de forma a garantir o melhor retorno para os seus clientes, enquanto contribuem para a sustentabilidade económica e ambiental do país. Isto é realizado com base no seu conhecimento e experiência de produção de energia elétrica, do projeto e montagem de instalações elétricas e hidráulicas, da arquitetura e da construção.

Empresa de competência reconhecida e atividade consolidada, a KW Alternativas em Energia está habilitada à prestação de serviços integrados na área energética, dispondo de uma equipa pluridisciplinar de engenharia, com sólido *know-how* no estudo, projeto, construção, ensaios e exploração de sistemas e instalações de produção de energia elétrica, necessários para o fornecimento de sistemas de aproveitamento e de produção de energia, abrangidos pelo conceito de Produção Distribuída de energia [47].

Garante toda a cadeia de valor, desde o projeto até à montagem e manutenção de instalações, recorrendo às mais modernas tecnologias em instalações isoladas ou interligadas, no:

- Aproveitamento de energia solar térmica para aquecimento e arrefecimento, em habitações unifamiliares e edifícios coletivos;
- Aproveitamento da energia solar térmica para processo industrial;

- Produção de energia elétrica em microgeração;
- Microcogeração com microturbinas a gás;

1.3 Objetivos e caracterização do trabalho

O objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de um projeto de instalação de um sistema fotovoltaico de autoconsumo destinado a uma fábrica têxtil, situada em Vizela.

Numa primeira fase, será importante estudar o recurso solar e o potencial fotovoltaico no local da instalação.

A dimensão da central fotovoltaica não está previamente definida, desta forma, a intenção será analisar os consumos da fábrica e a produção de energia fotovoltaica no local e determinar qual a potência mais adequada a implementar. O sistema a instalar é destinado à produção de eletricidade, predominantemente para autoconsumo, sem armazenamento dos excedentes produzidos.

Levando em atenção a localização e o *layout* da fábrica, deve ser realizado todo um estudo técnico, desde a seleção dos módulos e a sua disposição ótima sobre os telhados, seleção dos inversores, estudo da melhor configuração entre inversores e módulos, seleção do melhor traçado para as cablagens, dimensionamento das cablagens e das proteções e estudo da interligação da central com a instalação de consumo existente. Todos estes aspetos deverão ser tidos em conta, de forma a garantir a melhor solução possível para o problema em causa.

Por último, será necessário elaborar um estudo de viabilidade técnico económica.

1.4 Acordo de confidencialidade

Para a realização desta dissertação, foi previamente acordado com a empresa que, embora pudesse ter acesso a todos os dados para a realização do projeto, teria de existir alguma confidencialidade em relação aos documentos e informações disponibilizados.

1.5 Software utilizado

Na elaboração deste projeto recorreram-se aos seguintes programas:

- Google Maps, através do qual se conseguiu obter a imagem aérea da fábrica;
- Google SketchUp, no qual se fez a elaboração do desenho 3D da fábrica e estudo sobre o sombreamento e eletricidade produzida pelo sistema;
- Skelion, que é um *plugin* instalado no Google SketchUp, que permite o projeto de instalação de um sistema FV.
- PVSOL, para uma melhor análise sobre a disposição dos painéis, ligação da cablagem e dimensionamento dos inversores;

- PVsyst, que foi usado para recolher informações sobre o perfil da radiação anual no local;
- PVGIS, um *software online* onde se pode obter os valores anuais e mensais da irradiação, estimativa da eletricidade anual e mensal produzida no local, inclinação e orientação ideais para instalação dos painéis;
- Satel Light, uma base de dados *online*, que permitiu a recolha dos dados meteorológicos para a localização da fábrica;
- Microsoft Excel, usado na criação da fórmula do custo para o cálculo da potência ideal a ser instalada;

1.6 Estrutura da dissertação

Para além deste presente capítulo, esta dissertação terá mais 4 capítulos.

No capítulo 1 é feito o enquadramento e a motivação para o presente trabalho, a apresentação da empresa e a descrição do projeto a ser elaborado.

No capítulo 2 é elaborada uma caracterização do mix energético na Europa e em Portugal.

No capítulo 3 é criado um enquadramento teórico, onde são apresentadas todas as tecnologias e considerações teóricas a aplicar no projeto

No capítulo 4 será posta em prática a teoria aprofundada no capítulo anterior e é onde será desenvolvido o caso de estudo. Está também incluída uma análise financeira.

Por fim, no capítulo 5 será apresentada a conclusão, com referência a possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

Caracterização energética

2.1 Alterações climáticas

Se não forem tomadas políticas adicionais de redução de emissões, prevê-se que a temperatura média global aumente entre 1,1°C e 6,4°C durante este século [48].

Atividades humanas, como utilização de combustíveis fósseis, a desflorestação e a agricultura são tidas como as prováveis causas do aquecimento global [49]. Estas originam emissões de dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O) e fluorcarbonetos [50]. Os gases com efeito de estufa capturam o calor que é irradiado da superfície terrestre e impedem-no de se libertar para o espaço, causando o aquecimento global [50].

O aquecimento global tem provocado fenómenos climáticos extremos (inundações, secas, chuvas fortes, vagas de calor, incêndios florestais), problemas de disponibilidade de água, o desaparecimento de glaciares e a subida do nível do mar, alterações nos padrões de distribuição ou mesmo extinção de espécies da fauna e da flora, doenças e pragas das plantas, escassez de alimentos e de água doce, intensificação do *smog* fotoquímico e êxodo de pessoas que tentam escapar a essas ameaças [51, 52].

Na figura 2.1 estão presentes as fontes de emissão dos gases de efeito de estufa e a sua respetiva percentagem, no ano de 2014.

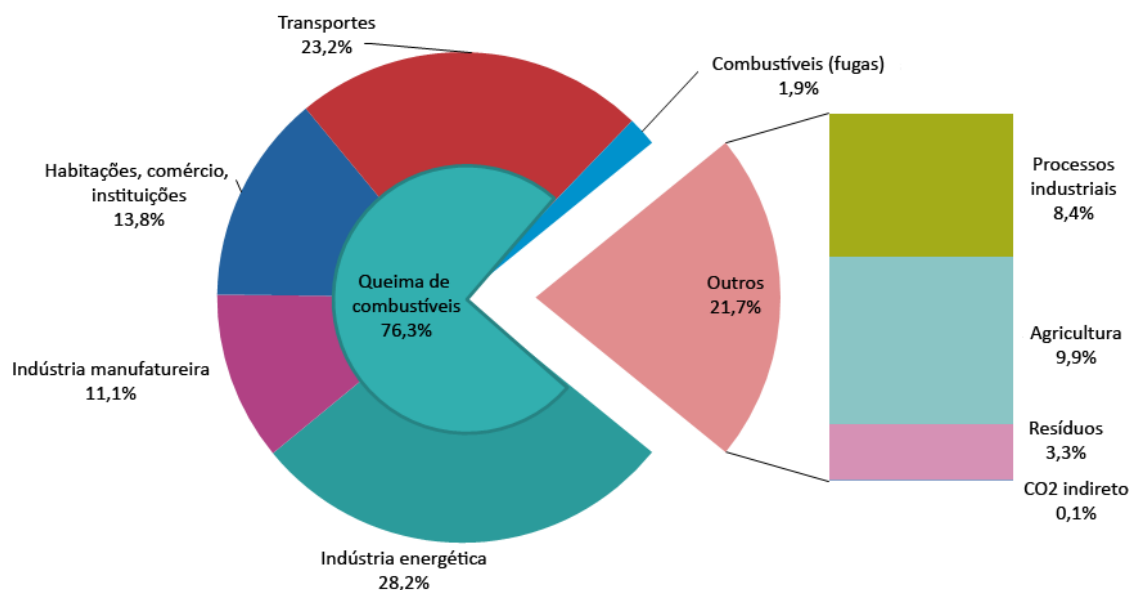


Figura 2.1: Fontes de emissão dos gases de efeito estufa [1].

2.1.1 União Europeia e as alterações climáticas

Em 1957, quando a UE foi fundada, não tinha nenhuma política ambiental ou sequer leis ambientais [53]. Atualmente, a UE tem algumas das políticas ambientais mais progressistas do mundo e a legislação ambiental desenvolveu-se de forma notável ao longo das últimas décadas, tornando-se então uma área central da política europeia [54].

Procurar resolver o problema das alterações climáticas é um ponto essencial nas preocupações ambientais da UE e é cada vez mais importante para outros setores, como a energia, os transportes, a agricultura e o desenvolvimento regional [55].

A UE impôs a si própria objetivos energéticos e climáticos para 2020, 2030 e 2050. Assim, compromete-se, até 2020:

- 20% de redução, pelo menos, das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990;
- 20% de melhoria da eficiência energética;
- 20% da energia obtida a partir de fontes renováveis [50, 56];

Foram estabelecidos novos objetivos ambiciosos para 2030:

- 40% de redução das emissões de gases com efeito de estufa;
- 27% da energia da UE, pelo menos, obtida a partir de fontes renováveis;
- 27-30% de aumento da eficiência energética;
- 15% da eletricidade produzida na UE pode ser transferida para outros países da UE [57, 58];

Para 2050, a UE tem uma estratégia de:

- 80-95% de diminuição das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990 [59];

Desta forma, a Europa tornar-se-á uma economia sustentável, hipocarbónica e respeitadora do ambiente e assumirá a liderança na produção de energia renovável e na luta contra o aquecimento do planeta [60].

Integrado nos esforços da UE para combater as alterações climáticas, destaca-se a Diretiva Energias Renováveis.

2.1.2 Diretiva Energias Renováveis

A diretiva relativa às energias renováveis, adotada a 23 de abril de 2009, estabelece que até 2020, obrigatoriamente, 20% da energia de consumo da UE deve provir de fontes de energia renováveis, como está disponível na figura 2.2 [54].

Adicionalmente, todos os Estados Membros têm de obter 10% dos seus combustíveis para transportes a partir de fontes renováveis até 2020 [53]. No entanto, o caráter desta meta está dependente de que a produção seja sustentável e de que passem a estar comercialmente disponíveis biocombustíveis de 2ª geração [61].

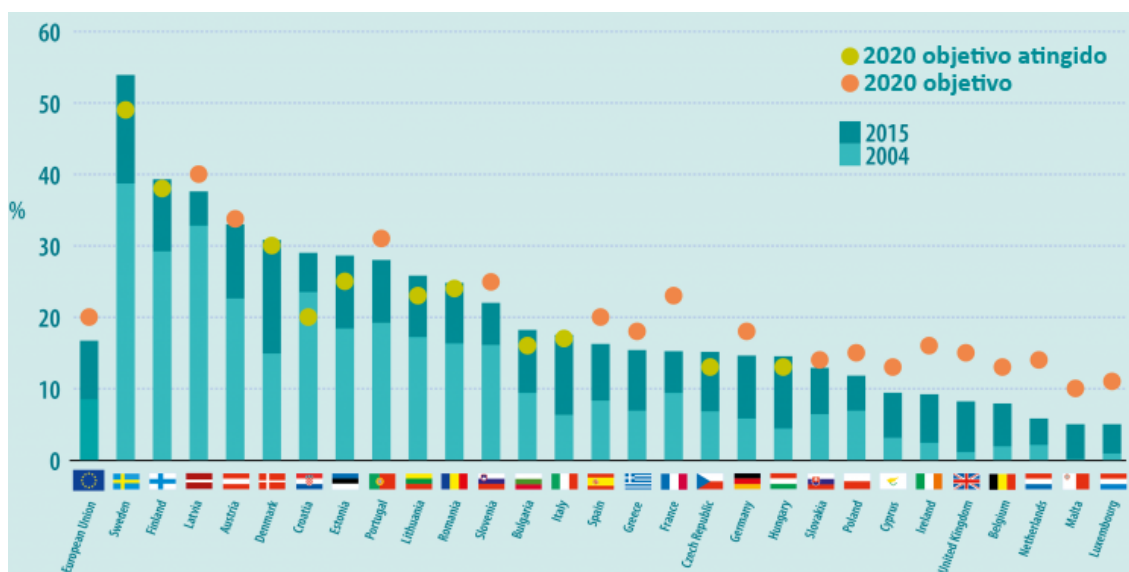


Figura 2.2: Percentagem de energia consumida através de fontes renováveis, em cada país da UE [2].

Os cenários de descarbonização para o setor da energia propostos no "Roteiro para a Energia 2050" apontam para uma meta obrigatória de 27% do consumo de energia através de fontes renováveis, em 2030 [58].

Seguindo esta diretiva, foi criado em Portugal o PNAER (2013/2020) [62], que tem como prioridades:

- Incentivar mini hídricas, preferencialmente com sistemas de bombagem reversível (para armazenamento de energia);
- Reavaliar o Plano Nacional de Barragens;
- Fomentar a produção descentralizada de energia renovável, para autoconsumo, e para venda à rede a preços de mercado;
- Fomentar a instalação de painéis solares para aquecimento de água (solar térmico);
- Avaliar o potencial de produção de energia renovável (designadamente eólica *offshore*);
- Incentivar a utilização de biomassa florestal, designadamente proveniente de resíduos, limpezas ou desbastes;
- Implementar e dinamizar medidas de política que contribuam para o aumento da utilização das energias renováveis em território nacional;
- Promover uma política de projetos de energia solar e eólica, concertada com o reforço das interligações para escoamento de excedentes;
- Promover a microgeração através de um regime simplificado para o autoconsumo, com possibilidade de venda do excedente à rede em regime de mercado;
- Incentivar a investigação científica aplicada a tecnologias limpas, a ligação entre I&D e a indústria no domínio da armazenagem energética e soluções de integração com a rede de distribuição de energia elétrica (*smart grids*);

2.2 A energia na União Europeia

2.2.1 Consumo

Tal como se pode verificar na figura 2.3, nos últimos 25 anos, o consumo de energia na UE diminuiu, regressando a níveis de 1990 [2, 63].

Em 2015, o consumo interno bruto de energia, que reflete as quantidades de energia necessárias para satisfazer o consumo interno num determinada entidade geográfica, totalizou 1626Mtoe na UE [64]. Este valor representa uma descida de 2,5% face ao nível de 1990 (1667,9Mtoe) e de 11,6% face ao pico de 2006 (1840Mtoe) [65].

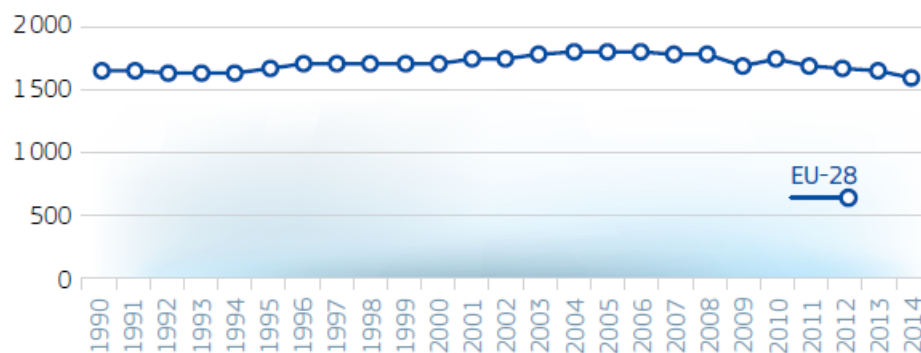


Figura 2.3: Evolução total do consumo na UE, em Mtoe [3].

Em 2014, o consumo de energia na UE, tinha como fontes principais o petróleo (34%), gás (21%), combustíveis sólidos (17%), nuclear (14%), energias renováveis (13%) e recursos não renováveis (1%) [65, 66].

A utilização de combustíveis fósseis passou de 83% do total, em 1990, para 73%, em 2015 [67].

Representando cerca de três quartos do consumo da UE em 2015, os combustíveis fósseis continuam a ser a principal fonte de energia, ainda que o seu peso tenha diminuído de forma constante nas últimas décadas, o que é comprovado pela figura 2.4 [68, 3].

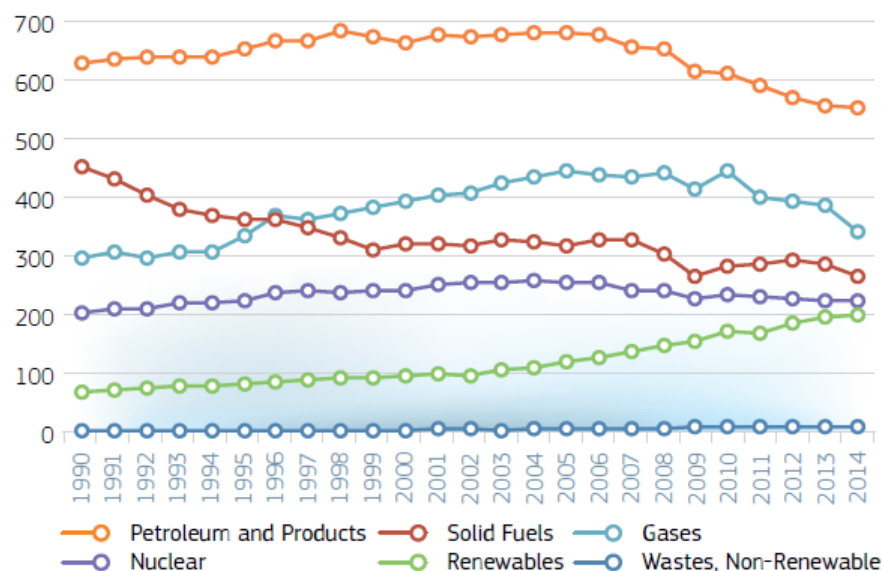


Figura 2.4: Evolução, por combustível, do consumo na UE, em Mtoe [3].

Em contraposto do que foi afirmado sobre os combustíveis fósseis, as energias renováveis seguem um caminho de afirmação, tal como revelado na figura 2.4, que mostra a auspiciosa evolução destas energias limpas, em resultado das políticas ambiciosas. A biomassa (49%), a energia hídrica (16%) e a eólica (11%) são as principais fontes de consumo [2, 67].

2.2.2 Importações

O abrandamento da produção de carvão, petróleo bruto, gás natural e, mais recentemente, de energia nuclear, colocou a UE cada vez mais dependente das importações de energia para satisfazer a sua procura [68, 69].

A dependência das importações de energia aumentou na UE, passando de menos de 40% de consumo bruto de energia, na década de 80 do século passado, para cerca de 53% em 2014 [3].

No últimos 25 anos, a dependência das importações de combustíveis fósseis aumentou, embora se tenha registado um ligeira descida em relação ao máximo atingido em 2008, como se verifica na figura 2.5 [70].

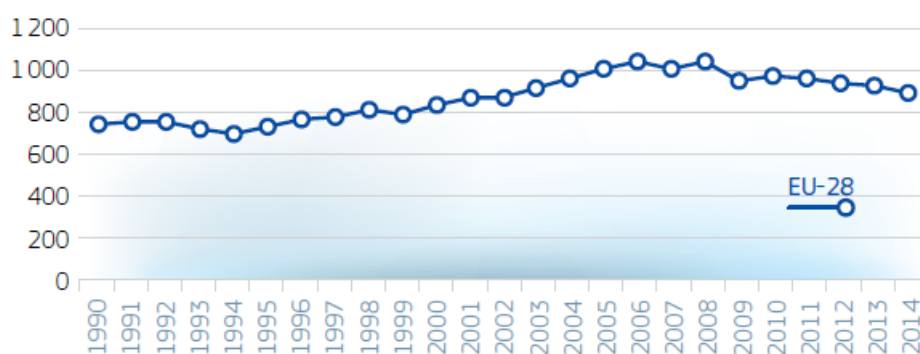


Figura 2.5: Evolução das importações na UE, em Mtoe [3].

No petróleo (59,0%), gás (26,2%) e combustíveis sólidos (13,9%) é onde se regista uma taxa de importação mais elevada, em 2014 [69].

Desde 2004, as importações líquidas de energia da UE têm sido superiores à sua produção, assim, mais de metade do consumo interno bruto de energia da UE foi fornecido através de importações [70].

2.2.3 Produção

A produção energética na UE tem mantido uma tendência descendente nos últimos anos, com o ano de 2010 a constituir a principal exceção, como se mostra na figura 2.6.

Após uma queda verificada em 2009, que coincidiu com a crise económica, no ano seguinte houve uma retoma da produção [71, 3].

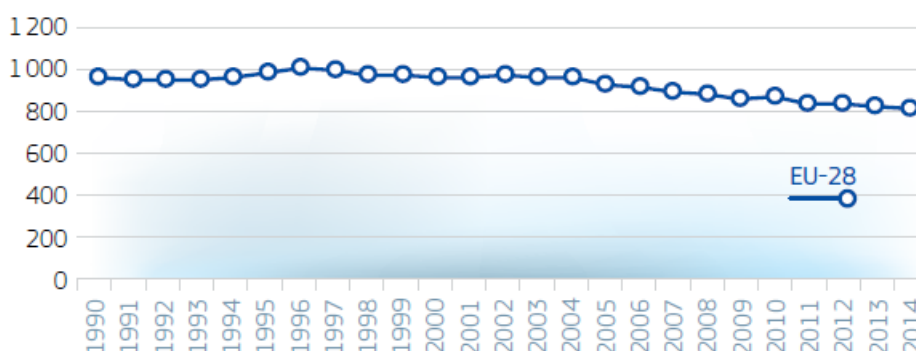


Figura 2.6: Evolução da produção energética na UE, em Mtoe [3].

O abrandamento da produção de energia na UE pode, em parte, dever-se às dificuldades de fornecimento de matérias primas e ao facto de não ser considerado rentável a exploração de recursos limitados, por parte dos produtores [67]. Por conseguinte, passa a existir um estímulo para a procura de novas fontes de produção energética.

A figura 2.7 comprova a descida de produção dos combustíveis fósseis e o aumento por parte das energias renováveis.

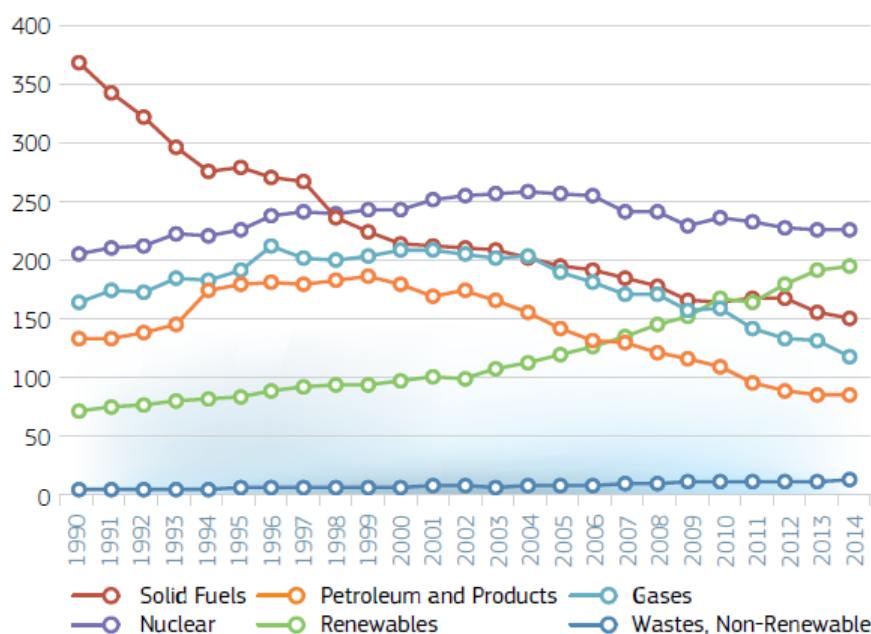


Figura 2.7: Evolução da produção na UE, por combustível em Mtoe [3].

Em 2014, a produção de energia na UE repartiu-se por uma vasta gama de fontes de energia.

A energia nuclear foi a mais importante em termos da respetiva contribuição (29,4% do total) [3].

Mais de um quarto (25,5%) da produção total de energia da UE ficou a dever-se às fontes de energia renováveis [3]. Das energias renováveis, a principal produtora é a biomassa (63,3%), seguida pela hídrica (16,3%), eólica (11,2%), solar (6,1%) e, com menos expressão, a geotérmica

(3,1%) [2]. A percentagem dos combustíveis sólidos, principalmente carvão, ficou-se pelo 19,4% e a percentagem do gás natural foi um pouco inferior, 15,2% [3]. O petróleo bruto (9,1%) foi a outra grande fonte de produção de energia [3].

2.3 A energia em Portugal

Em 2013, o consumo de energia atingiu 22,6Mtoe, o que representa uma ligeira subida face aos 22,5Mtoe consumidos no ano anterior [3].

Em Portugal, contrariamente à tendência da UE, o consumo de energia aumentou de 18,2Mtoe, em 1990, para 23Mtoe em 2015 [3, 72].

Contudo, como se mostra em 2.8, nos últimos anos há uma diminuição em relação ao máximo atingido em 2005 [4].

Em 25 anos, a proporção de combustíveis fósseis no total de energia consumida desceu de 82% para 78% [72].

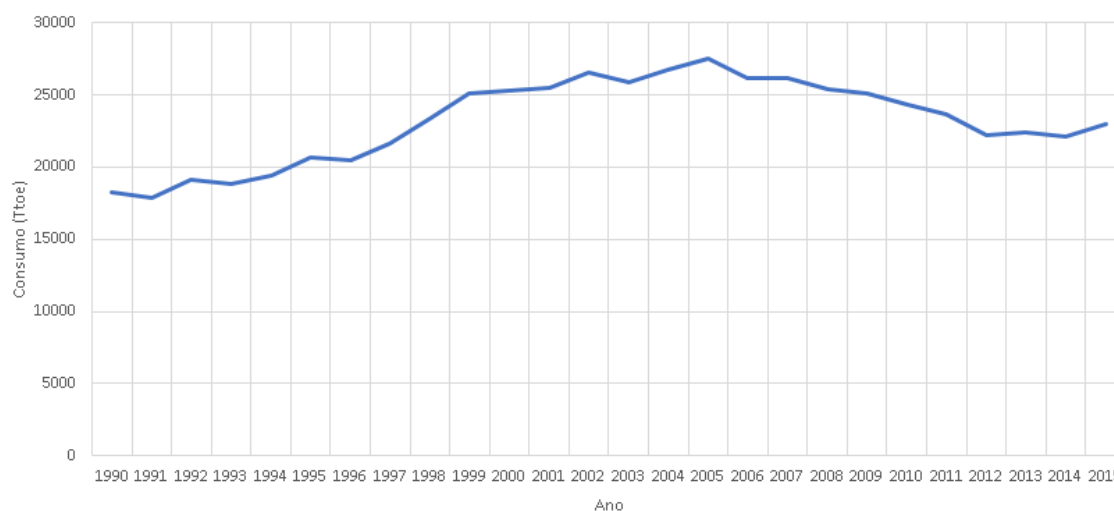


Figura 2.8: Evolução do consumo em Portugal, em Ttoe [4].

Do mix energético consumido em Portugal, em 2014, 46% era produzido através de petróleo e derivados, 25% em energias renováveis, 16% através de gás, 12% com origem em combustíveis sólidos e um 1% em recursos não renováveis [72, 7].

Em 2004, a cota de renováveis no consumo final de energia era de 19,2%, em 2015 foi de 28% [73]. O objetivo é que atinja os 31% em 2020, tal como traçado pela UE [6].

Atualmente, as energias renováveis representam já a segunda maior fonte energética de consumo nacional, contabilizando 5,53Mtoe do consumo final [3]. Deste valor, 51% correspondem a biomassa, 24% a hídrica, 19% a eólica, 3% a geotérmica e 2% a solar [10].

Se não forem consideradas as importações, Portugal não tem produção através de combustíveis fósseis, assim, a produção energética nacional tem vindo a crescer, ao mesmo ritmo que as

energias renováveis se vão desenvolvendo e aumentando a sua capacidade instalada [73]. A energia produzida em território nacional deve-se quase na totalidade às energias renováveis, o que faz a produção variar de ano para ano. [74].

Em 2014, Portugal produziu 5,6Mtoe de energia através de fontes renováveis, mais 44,4% em comparação com 2004, como se comprova na figura 2.9. Para este valor de 2014, contribuíram a biomassa 52,2%, a hídrica 23,9%, a eólica 18,5%, a geotérmica 3,1% e a solar 2,3% [5].

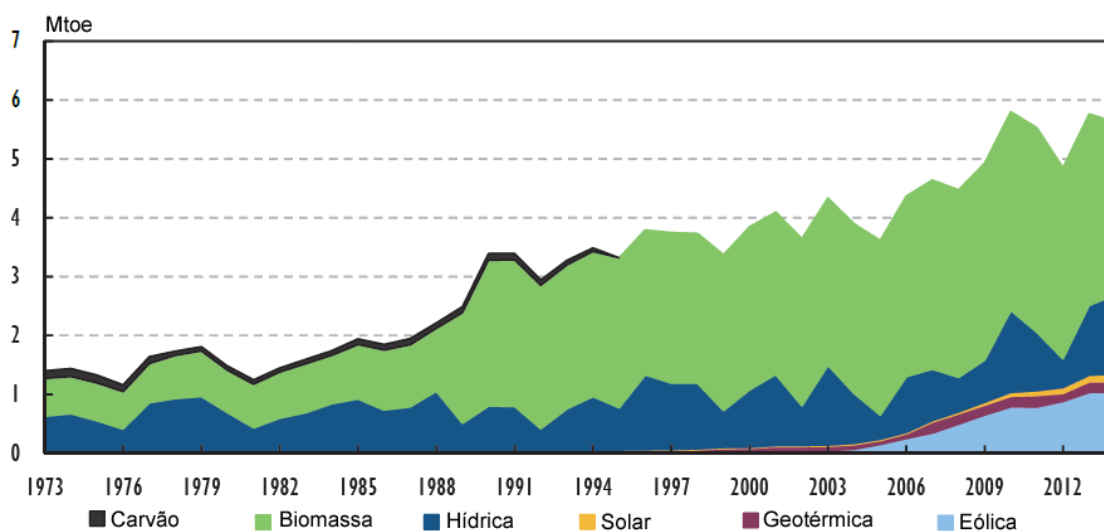


Figura 2.9: Evolução da produção energética em Portugal, em Mtoe [5].

A evolução da potência instalada de energia eólica tem sido o principal fator para o crescimento da produção energética em Portugal. Apesar de ainda representar uma baixa influência, a energia solar tem apresentado uma constante evolução.

Em Portugal, as energias renováveis estão em desenvolvimento e são cada vez mais usadas no consumo energético. A energia produzida através de renováveis é maioritariamente usada em 3 áreas: transportes, consumo de eletricidade e em sistemas de aquecimento e arrefecimento [72].

Em 2014, 56% da energia total produzida foi usada no consumo de eletricidade, 36% por sistemas de aquecimento e arrefecimento e os restantes 8% foram gastos em transportes [3].

Como se pode comprovar pela figura 2.10, a capacidade energética instalada em Portugal tem vindo a aumentar. Atualmente, o valor é cerca do dobro de há 25 anos atrás [6]. Contudo, a partir de 2010 é fácil de verificar que o ritmo de crescimento tem sido mais baixo, quando em comparação com os 15 anos anteriores, visto que capacidade instalada de produção energética com base em combustíveis fósseis diminuiu, ao mesmo tempo que a capacidade instalada de energia com base em fontes renováveis aumentou, fixando um equilíbrio na capacidade instalada em Portugal.

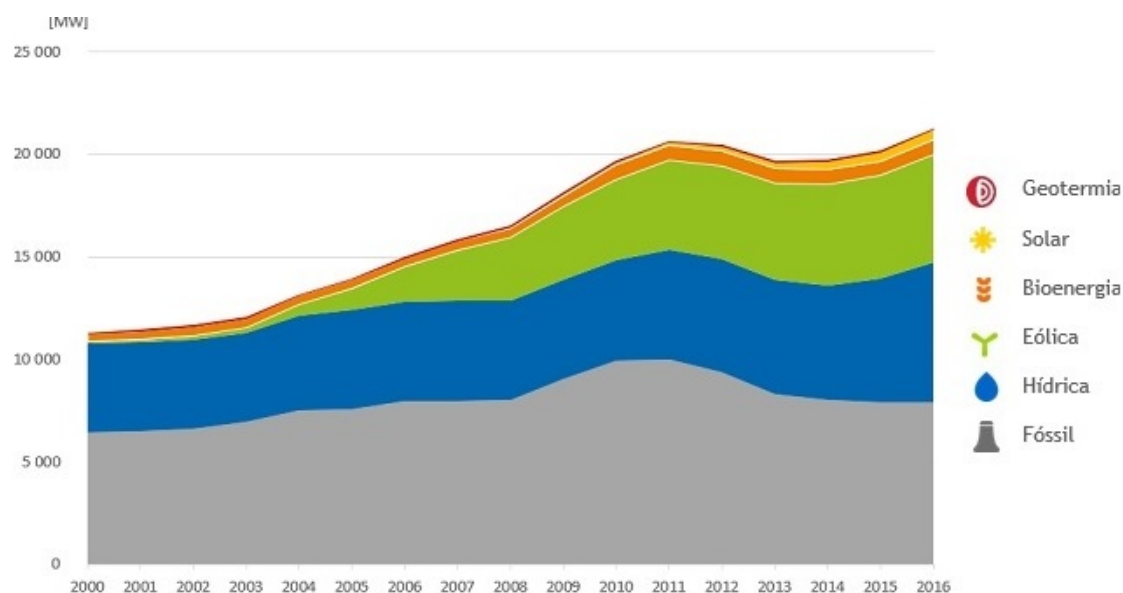


Figura 2.10: Evolução da capacidade energética instalada, em MW [6].

Apesar dos esforços realizados na exploração do grande potencial associado às energias renováveis e das assinaláveis melhorias que daí decorreram, Portugal é ainda largamente dependente do exterior, no que diz respeito à produção de energia, como se verifica na figura 2.11.

As importações de energia, em Portugal, sobem quando não há muita chuva e vento, não possibilitando o funcionamento das centrais hídricas e eólicas, socorrendo-se de centrais a carvão e gás.

Sendo um país de escassos recursos energéticos de origem fóssil, a fatura decorrente da sua importação tem ainda um peso substancial, económica e ambientalmente, que deve ser reduzido [74].

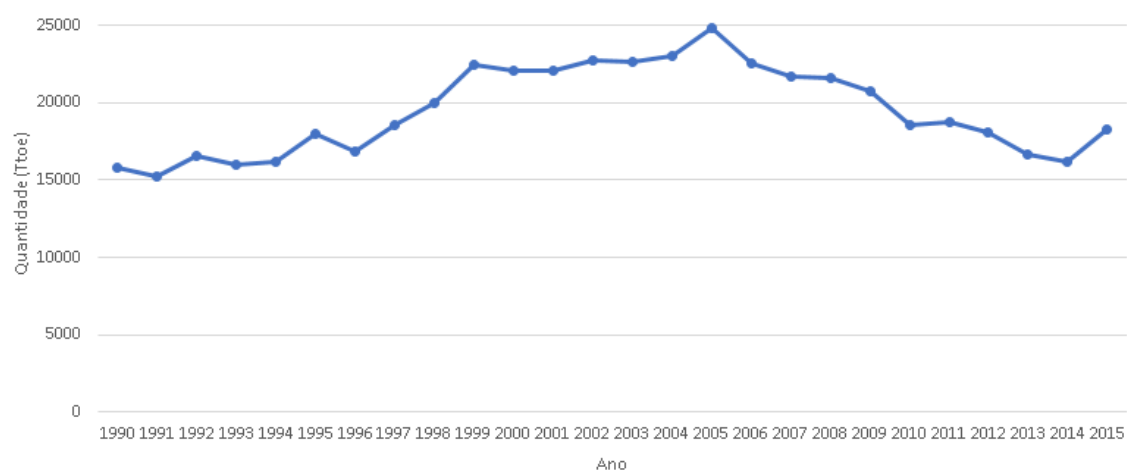


Figura 2.11: Evolução das importações nacionais, em Ttoe [7].

2.4 Produção e consumo de eletricidade em Portugal

Ao nível do setor eletroprodutor em Portugal, este tem caminhado para a descarbonização da produção de eletricidade, muito devido a uma aposta crescente nas energias renováveis, apoiado pela UE [3]. Esta crescente evolução está presente na figura 2.12.

Desde 2013 que a produção de eletricidade renovável supera a produção por combustíveis fósseis (64% da produção bruta em 2014 face a 18,5% em 2005) [75].

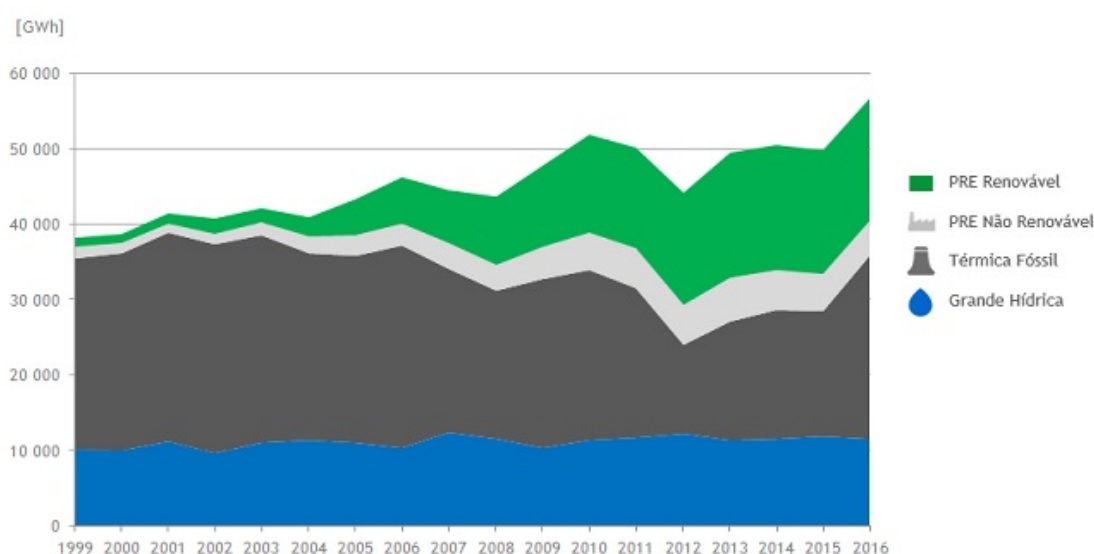


Figura 2.12: Evolução da produção de eletricidade, por cada tipo fonte, em GWh [8].

O ano de 2016 evidenciou o papel incontornável das fontes de energia renovável para um abastecimento fiável das necessidades elétricas nacionais [76]. Durante o ano decorrido, as fontes de energia renovável representaram 57% da produção nacional, face aos 47% registados no ano anterior [76, 9].

Em 2016, no mês de maio, durante 107 horas consecutivas (cerca de quatro dias e meio) o país inteiro funcionou apenas com energia proveniente de fontes renováveis (solar, hídrica e eólica), tendo conseguido abastecer a rede elétrica do país sem quaisquer emissões de CO_2 [77]. Não foi preciso recorrer a nenhuma fonte de produção de eletricidade não renovável, em particular à produção em centrais térmicas a carvão ou a gás natural [78].

Além das evidentes vantagens ambientais, o impacto económico foi também positivo, já que foi reduzida a necessidade de importar carvão e petróleo [79]. Este é um importante passo para tornar o país dependente apenas de energias renováveis [80].

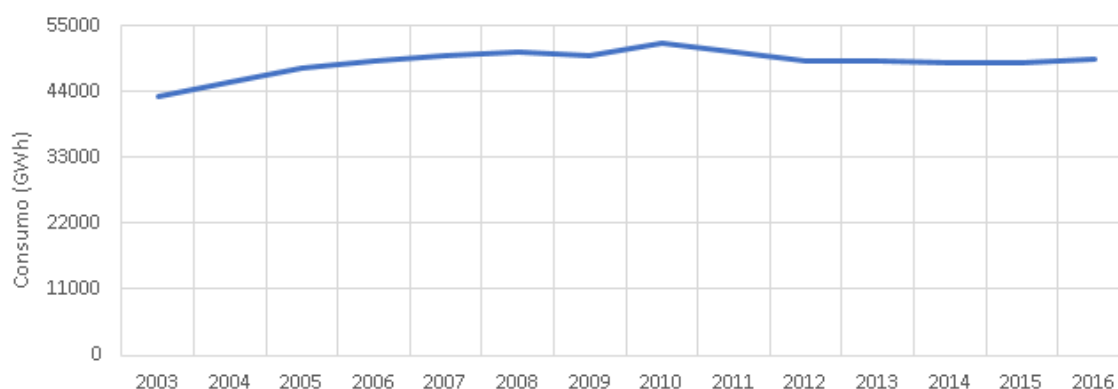


Figura 2.13: Evolução do consumo de eletricidade em Portugal [9].

Relativamente ao consumo de eletricidade em Portugal, na figura 2.13 está presente a sua evolução, com origem em 2003 até 2016.

Desde 2003 que o consumo tem vindo a aumentar, ano que registou 43061GWh. O máximo foi atingido em 2010, com 52198GWh [80]. Apenas em 2011 o consumo se aproximou do valor mais alto, com 50503GWh. Nos anos seguintes ficou sempre abaixo da barreira dos 50000GWh. Desde aí, tem mantido um valor constante, tendo registado 49269GWh em 2016 [9].

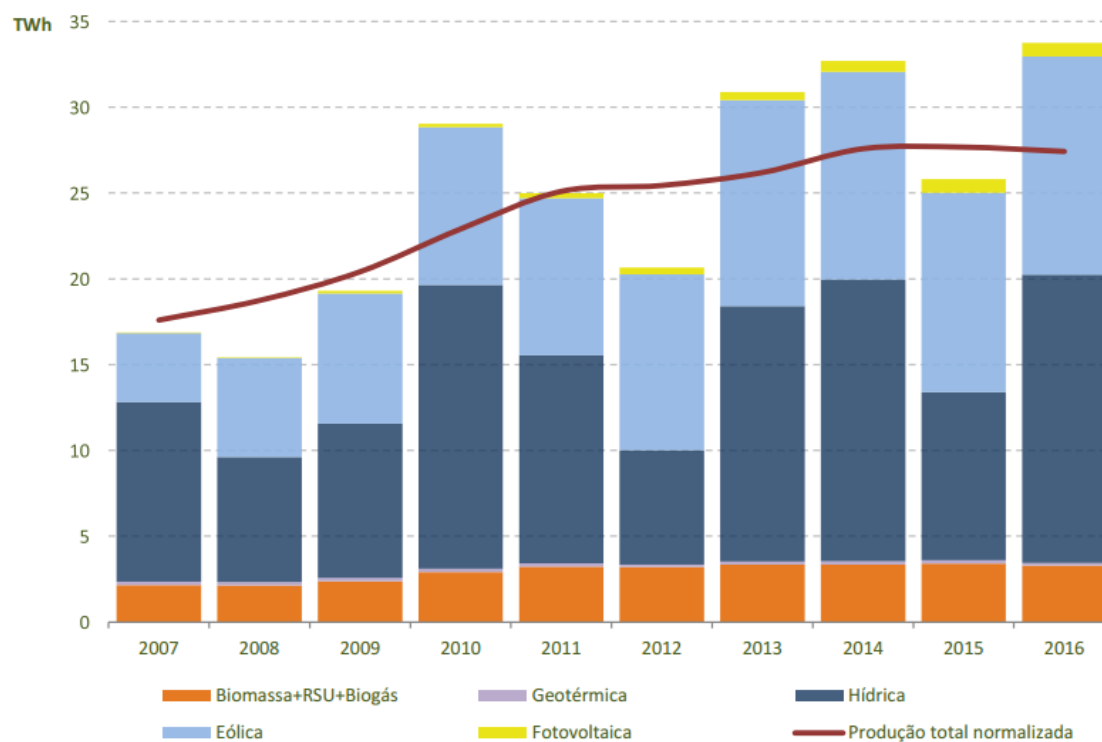


Figura 2.14: Evolução da produção de eletricidade renovável nacional, em TWh [10].

Na produção hidráulica, que abasteceu 28% do consumo, registaram-se condições excecionais em consequência de um ano hidrológico bastante favorável. A produção eólica, que ficou em linha com o regime médio, abasteceu 22% do consumo. Ainda nas renováveis, a biomassa abasteceu

5% do consumo e as fotovoltaicas 1,4%. Constatase uma subida de 31%, na produção de origem FER em 2016, relativamente a 2015, tendo a hídrica aumentado 71,3% [81, 75].

A forte quebra na produção FER em 2012, como se verifica na figura 2.14, deveu-se à seca ocorrida nesse ano.

Ao longo dos últimos anos, temos verificado um aumento da energia produzida com base em fontes renováveis, essencialmente devido à entrada em exploração de grandes parques eólicos desde os primeiros anos deste século, tal como nos mostra a figura 2.15 [82].

O setor das energias renováveis assume cada vez mais uma posição de relevo em Portugal, decorrente da expressão que os seus atores têm vindo a assumir no panorama energético nacional, da qual resulta uma importante contribuição para o desenvolvimento sustentável do país, a criação de riqueza e a geração de emprego [6, 76].

Esta ideia é comprovada pelo aumento da potência instalada nos centros eletroprodutores renováveis, como se comprova na figura 2.15 [11].

Em Portugal, no ano 2016, da potência total instalada de fontes renováveis, 53% correspondia a energia hídrica, 39% a eólica, 5% a biomassa e 4% a solar [81].

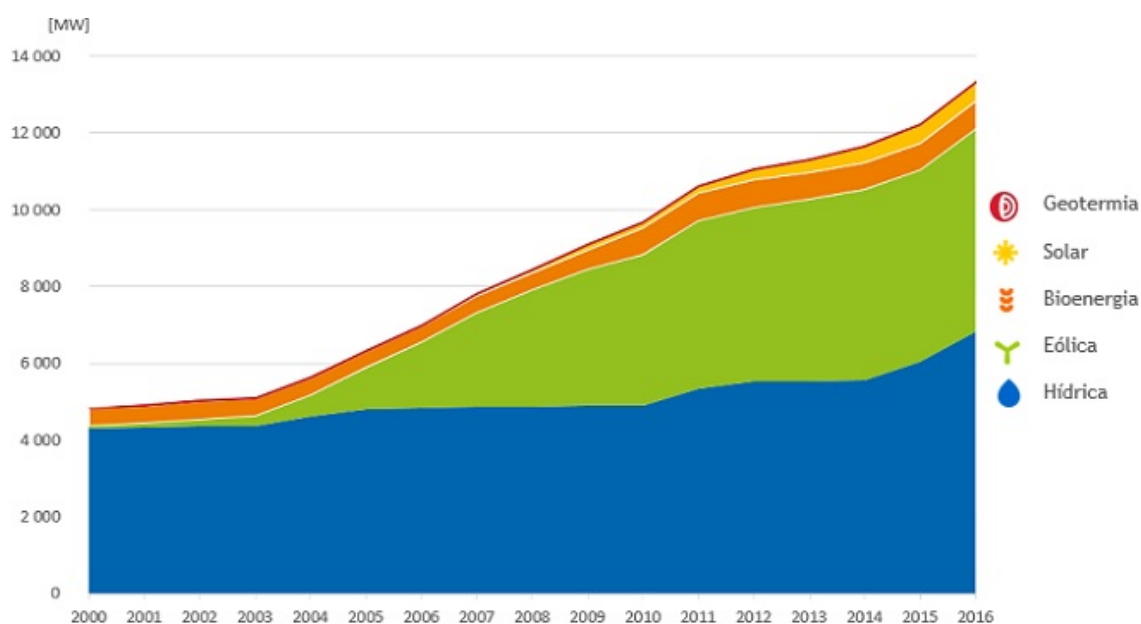


Figura 2.15: Evolução da potência instalada nos centros eletroprodutores renováveis [11].

Capítulo 3

Enquadramento teórico do recurso solar fotovoltaico

3.1 Recurso solar

O Sol fornece energia sob a forma de radiação.

É cada vez mais comum usar a luz solar como fonte renovável, produtora de energia elétrica. O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é atualmente uma das alternativas energéticas mais promissoras [83].

3.1.1 Radiação solar na Terra

A superfície da terra recebe anualmente um valor aproximado de $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar. Este valor é aproximadamente 10 mil vezes superior ao consumo mundial anual [84].

A irradiância representa a quantidade de potência radiante que incide sobre uma superfície, por unidade de área. A unidade de irradiância é W/m^2 . A irradiância é maximizada quando a superfície recetora está orientada perpendicularmente ao feixe incidente [85]. A irradiação global anual, obtém-se ao somar a quantidade total da radiação solar que incide na superfície terrestre durante o período de um ano [84].

A irradiação solar é a irradiância integrada num certo intervalo de tempo (uma hora, geralmente) e representa uma determinada quantidade de radiação solar por unidade de área. A unidade da irradiação é dada por Wh/m^2 [85].

A intensidade da radiação solar fora da atmosfera, depende da distância entre o Sol e a Terra. Devido a este facto, a irradiância solar varia entre $1325W/m^2$ e $1412W/m^2$ [23].

O valor médio é $1367W/m^2$ e designa-se por constante solar [23]. A constante solar representa a densidade média anual do fluxo energético proveniente da radiação solar (irradiância solar), quando medida num plano perpendicular à direção da propagação dos raios solares, no topo da atmosfera terrestre [23, 14].

O resultado da decomposição da radiação solar incidente sobre um recetor pode ser dividido em 3 componentes, tal como está representado na figura 3.1 [14]:

- Radiação direta: constituída por todos os raios que são rececionados pelo recetor, em linha reta com o Sol;
- Radiação difusa: é a luz solar recebida indiretamente, proveniente da ação da difração nas nuvens, nevoeiro, poeiras em suspensão e outros obstáculos presentes na atmosfera;
- Radiação albedo: parte da energia recebida sobre a superfície terrestre é reenviada para o espaço sob a forma de energia refletida.

A radiação total é a soma da radiação direta, da radiação difusa e da radiação de albedo.

Em termos gerais, o albedo é a quantidade de radiação solar refletida por um corpo ou por uma superfície, sendo calculado como a razão entre a quantidade de radiação refletida e a quantidade de radiação recebida. O albedo varia também com a inclinação dos raios solares, quanto maior for essa inclinação, maior será o albedo [85].

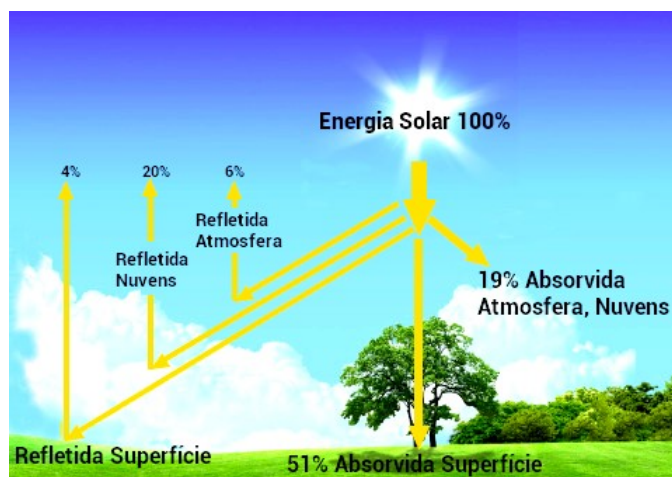


Figura 3.1: Componentes da radiação emitida pelo Sol [12].

Como se comprova pela figura 3.1, em média, da radiação solar incidente sobre o sistema Terra/atmosfera:

- 51% é absorvida pela superfície (25% através de radiação direta e 26% por radiação difusa);
- 24% é perdida por reflexão (20% nas nuvens e 4% na superfície);
- 19% é perdida por absorção pelas moléculas de oxigénio e ozono da radiação ultravioleta na estratosfera;
- 6% é perdida por difusão da luz solar de menor comprimento de onda;

3.1.2 Sistema de coordenadas solares

O conhecimento exato da localização do Sol é necessário para determinar os dados da radiação e da energia produzida pelas instalações solares [13].

A localização do Sol pode ser definida em qualquer local, pela sua altura e pelo seu azimuth [85].

No campo da energia solar, o sul é referido geralmente como 0° . O símbolo negativo é atribuído aos ângulos orientados a este (-90°) e o símbolo positivo aos ângulos orientados a oeste (90°) [15]. Contudo, na arquitetura e na construção, o ângulo de azimuth é 0° , referindo-se ao norte. Os restantes ângulos surgem no sentido dos ponteiros do relógio (este= 90° ; sul= 180° ; oeste= 270°) [85].

Assim, torna-se necessário definir com exatidão a trajetória aparente do Sol ao longo do dia e do ano, em cada ponto do planeta.

As relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento aparente do Sol e a superfície terrestre, são descritas através de vários ângulos, os quais estão apresentados de seguida [13, 15, 85]:

- Latitude: Ângulo medido entre o equador e o paralelo que passa pelo lugar considerado;
- Longitude: Ângulo medido entre o semimeridiano de Greenwich e o semimeridiano que passa pelo lugar;
- Azimute Solar: É o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul;
- Altura Solar: Ângulo formado pela direção do Sol e o plano horizontal do lugar;
- Declinação: Ângulo formado pelo plano da elíptica com o plano do equador;
- Ângulo Horário: Ângulo formado pelo plano meridiano passando pelo Sol e o plano meridiano do lugar;
- Ângulo Zenital: Ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (zénite);
- Inclinação da Superfície de Captação: Ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal;
- Ângulo de incidência: Ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação;

Alguns dos dados abordados anteriormente estão presentes na figura seguinte:

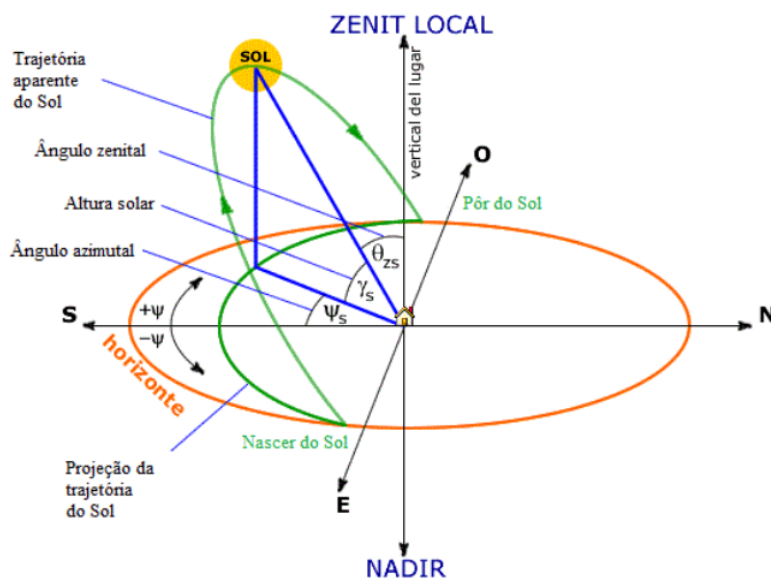


Figura 3.2: Ângulos característicos da radiação solar [13].

3.1.3 Geometria Sol Terra

A posição do Sol relativamente a um ponto da Terra varia ao longo do dia e também ao longo do ano [13].

Um observador, situado num ponto da superfície terrestre, vê o Sol tomar diferentes posições no seu horizonte visual durante o dia, devido ao movimento de rotação da Terra em torno do eixo polar. Também notará que no verão o Sol atinge posições mais altas que no inverno, isto deve-se ao movimento de translação em torno do Sol [13, 15].

A figura 3.3 mostra a posição do Sol ao longo do ano, às 12 horas, para a latitude de 40° , em Portugal. A altura solar máxima é atingida no dia 21 de junho, com 73° . No dia 21 de dezembro, atinge-se a altura solar mínima com 28° .

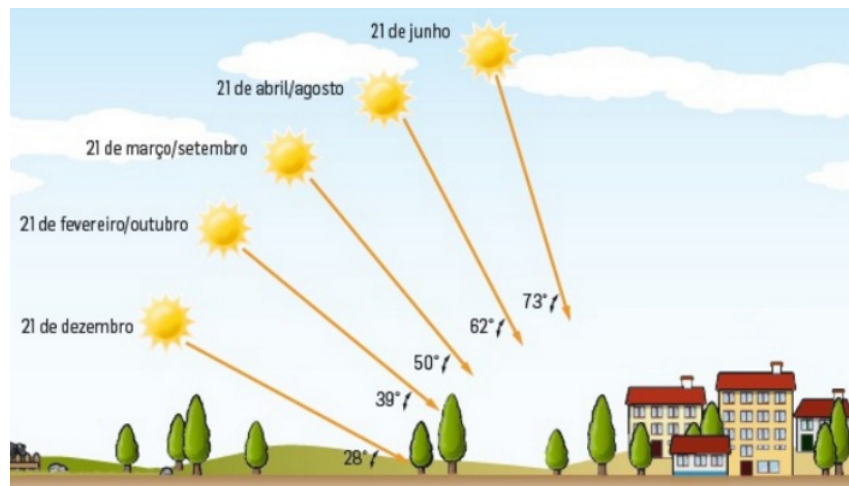


Figura 3.3: Variação do ângulo de incidência dos raios solares, ao longo do ano, em Portugal continental [14].

A Terra, no seu movimento anual em torno do Sol, descreve uma trajetória elíptica (o eixo faz um ângulo de $23,45^\circ$ com a direção normal ao plano da elíptica) [15]. A inclinação do eixo de rotação da Terra em relação ao eixo da elíptica, origina que a duração dos dias e das noites, seja diferente conforme a latitude [15].

Esta inclinação é responsável pela alteração do ângulo formado pelo eixo de rotação e o plano da elíptica, durante o ano, o que, exceto no equador, provoca variações anuais da duração do dia, para a mesma latitude [23, 14]. É portanto responsável pelas estações do ano, como se verifica em 3.4.



Figura 3.4: Movimento da Terra em torno do Sol e respetivas estações do ano [14].

A distância entre a Terra e o Sol varia, ao longo do ano, aproximadamente 1,7% em relação à distância média [13]. A Terra está mais perto do Sol no dia 21 de dezembro e mais afastada no dia 21 de junho.

A declinação solar é o ângulo entre o plano do equador e a reta definida pelos centros da Terra e do Sol [15].

A declinação solar varia entre $-23,45^\circ$ no solstício do inverno¹, dia em que recebe o menor tempo de insolação, (21 de dezembro) e $23,45^\circ$ no solstício do verão², dia em que recebe o maior tempo de luz solar, (21 ou 22 de junho), como se verifica em 3.5 [15].

A declinação solar é nula dos equinócios (da primavera 20 ou 21 de março, e do outono 21-23 de setembro), onde a duração do dia é igual à duração da noite [13].

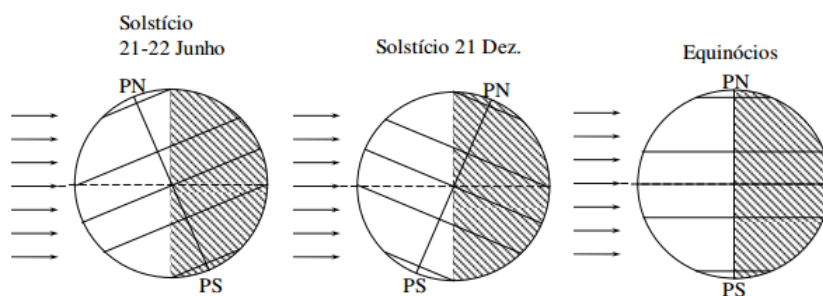


Figura 3.5: Inclinação responsável pelas variações sazonais [15].

3.1.3.1 Definição do ângulo

Uma vez que o azimute e a altura solar mudam ao longo do dia e do ano, o ângulo de incidência da radiação solar varia constantemente na maior parte das áreas potenciais ao aproveitamento da energia solar [85].

A radiação solar é sempre maior numa área que se estende perpendicularmente em relação aos raios solares.

A análise da radiação anual ajuda a equacionar a conveniência das áreas existentes, tendo em conta o seu aproveitamento solar. Para ilustrar este aspecto, a figura 3.6 mostra o exemplo de Lisboa, a qual representa a irradiação solar anual que incide numa área de um metro quadrado, em função do azimute e da altura solar [14].

¹Quando a duração da noite é maior do que a duração do dia.

²Quando a duração do dia é maior do que a duração da noite.

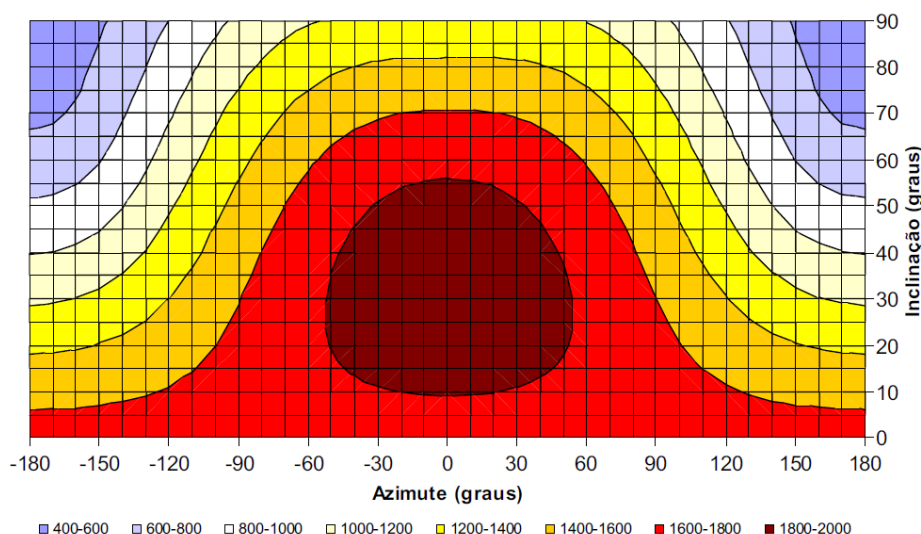


Figura 3.6: Irradiação solar global para diferentes orientações da superfície recetora [14].

A orientação ótima dos módulos FV é um importante fator na maximização da produção de energia solar, assim, os módulos FV devem estar orientados de acordo com a sua localização geográfica [85]. No Hemisfério Norte, a orientação ótima é para sul (azimute 180). Contudo, os painéis podem ter uma variação da orientação de 45° , sem que haja uma significativa diminuição do rendimento [14].

A construção de instalações solares em telhados inclinados, com orientações diferentes à da posição ótima, traduz-se numa redução da radiação e consequentemente uma menor produção de energia. Em Portugal, a inclinação ótima é de 35° [14].

3.2 Irradiância na Europa

A energia solar, usando sistemas FV, é um dos recursos ambientalmente sustentáveis para produzir eletricidade. Um dos principais dados a ter atenção nesta fonte de energia é a irradiação solar, que está estreitamente ligada com a produção de energia solar.

A Irradiação Global (kWh/m^2) e a Eletricidade Solar (kWh/kWp), estão representadas na figura 3.7, para cada país da Europa. A Irradiação Global está representada através da soma anual da irradiação global incidente em módulos FV com ângulo ótimo e orientados para sul. A Eletricidade Solar, representa a soma anual de eletricidade solar gerada por 1kW instalado, com inclinação ótima e com uma performance de 75%.

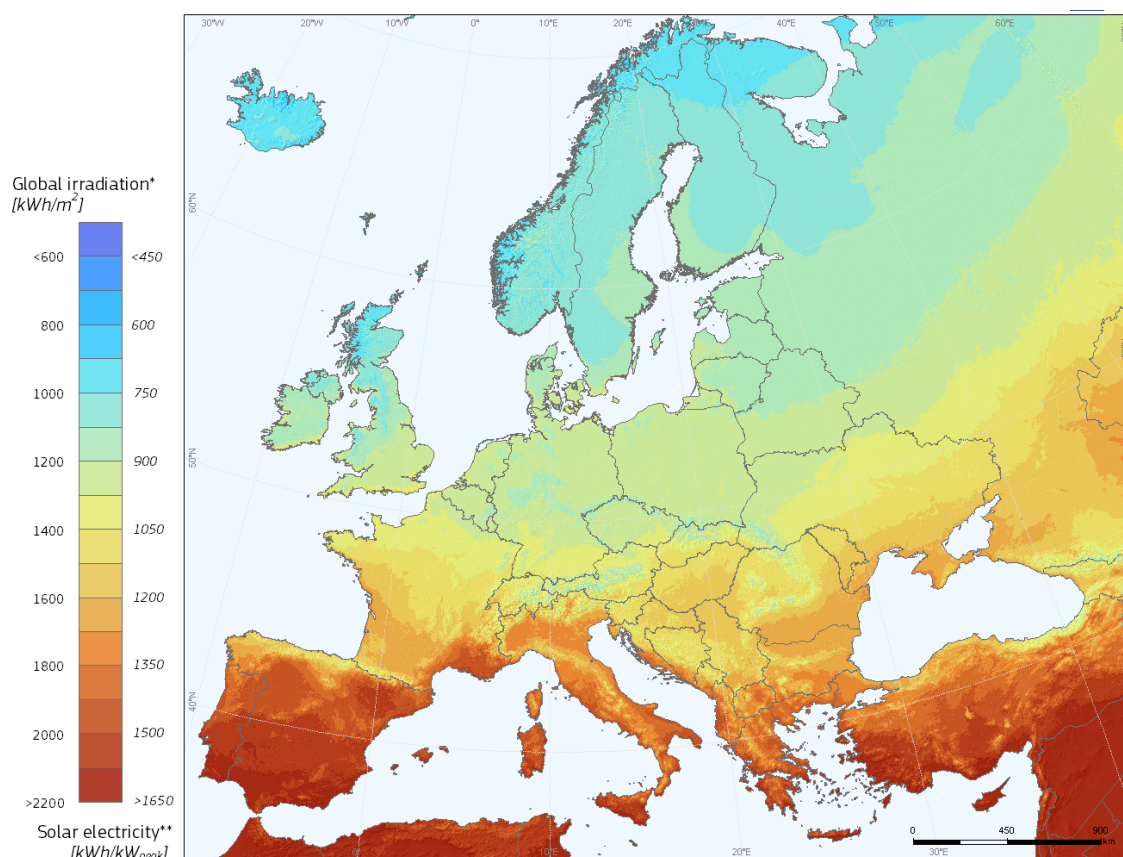


Figura 3.7: Potencial de eletricidade solar FV, nos países europeus, com ângulo ótimo de inclinação [16, 17].

A figura 3.7 mostra claramente que os países do Sul da Europa apresentam condições privilegiadas para o aproveitamento da energia solar.

3.2.1 Irradiância em Portugal

Para a Irradiação Global (kWh/m^2) e a Eletricidade Solar (kWh/kWp) referentes ao território português, a figura 3.8 faz referência a ambas informações. A Irradiação Global está representada através da soma anual da irradiação global incidente em módulos FV com ângulo ótimo e orientados para sul. A Eletricidade Solar, representa a soma anual gerada por 1kW instalado, com inclinação ótima e com uma performance de 75%.

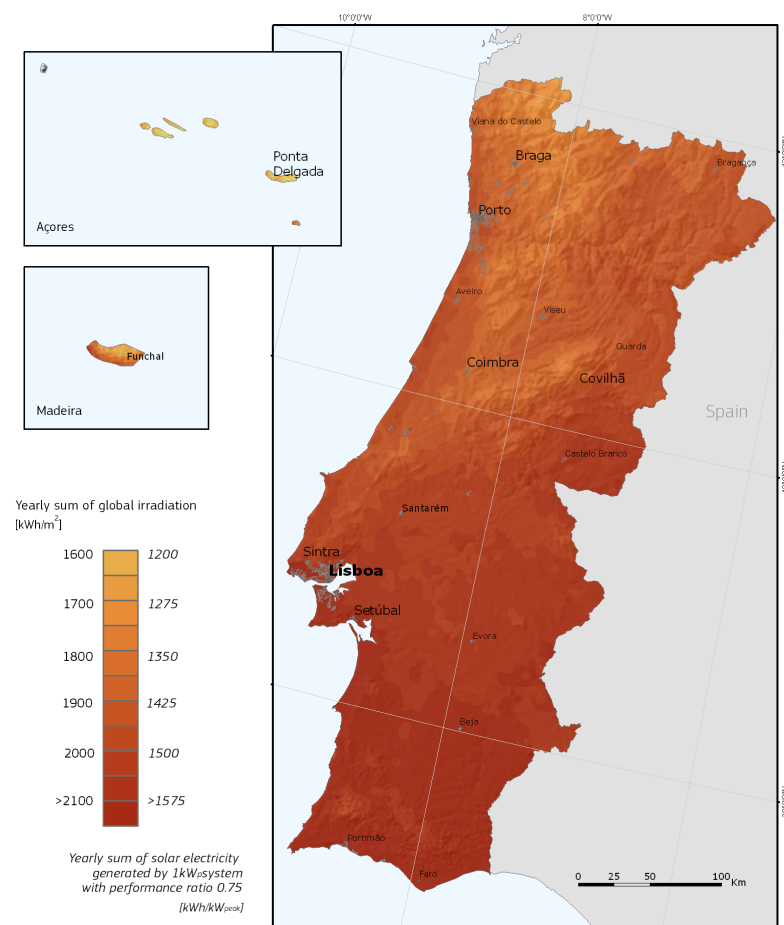


Figura 3.8: Irradiação global e potencial de energia solar FV, em Portugal, com ângulo ótimo de inclinação [16, 17].

Devido à sua localização geográfica, Portugal é um dos países da Europa com maior disponibilidade de radiação solar. As regiões portuguesas com maior radiação solar são o Algarve, o Alentejo e a Madeira.

3.3 Energia solar

A energia solar é o nome dado à radiação proveniente do Sol e é uma das vertentes mais importantes das energias renováveis [86].

O aproveitamento desta fonte de energia serve para iluminar espaços interiores de edifícios, aquecimento de águas sanitárias ou produção de eletricidade, muito pelo seu elevado potencial de integração nos edifícios, como elemento constituinte da cobertura ou da fachada [87].

A produção de eletricidade de origem solar é possível através de painéis solares fotovoltaicos ou de painéis solares térmicos [85]. No primeiro caso, quando a radiação solar incide nas células fotovoltaicas a luz absorvida é convertida em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. No segundo caso, usam-se espelhos que concentram a luz solar para aquecer um fluido, gerando vapor

que faz rodar as pás de uma turbina, criando um movimento de rotação do eixo do gerador que produz eletricidade [84].

A energia solar fotovoltaica permite produzir e consumir localmente energia elétrica. O tempo de recuperação do investimento de um sistema solar fotovoltaico ligado à RESP varia, dependendo do tipo de instalação, orientação, inclinação, manutenção do sistema e tarifário de energia elétrica em vigor [83].

3.3.1 Energia solar em Portugal

Atualmente, a potência total instalada de fontes renováveis em Portugal é de 13376MW, 465MW respeitantes a energia solar [9].

O fotovoltaico foi a tecnologia que mais cresceu nos últimos anos. Este crescimento está evidenciado na figura 3.9, onde a potência instalada passou de um valor residual em 2006, para 465MW em 2016 [88].

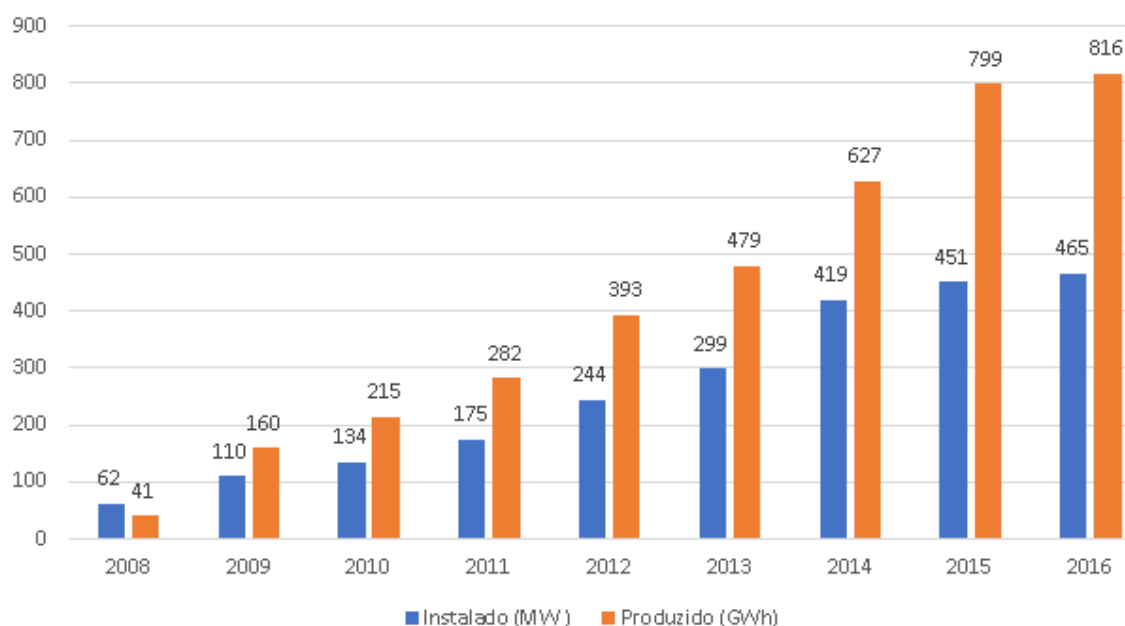


Figura 3.9: Evolução da potência solar instalada e da sua produção, em Portugal [9].

Da potência total instalada, 420MW estão instalados no continente, 1MW está instalado nos Açores, 24MW na Madeira e os restantes 20MW não estão especificados. Do valor total no continente, 50MW estão instalados na zona Norte, 66MW no Centro, 90MW em Lisboa, 162MW no Alentejo e 52MW no Algarve.

Em 2016, 92% da produção foi originada no continente e 5% na Madeira, como exemplificado na figura 3.10. Do valor total produzido no continente, 11% foram no Norte, 16% no Centro, 21% em Lisboa, 40% no Alentejo e 12% no Algarve [88, 9].

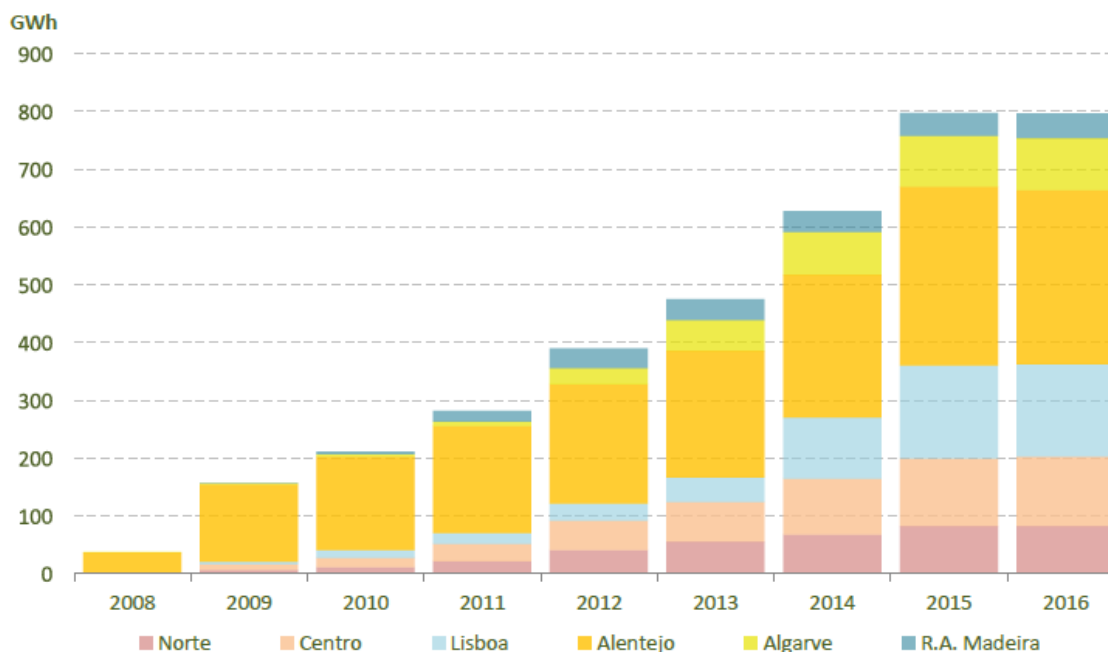


Figura 3.10: Evolução da potência solar produzida por zona de Portugal [11].

Com o esperado desenvolvimento de novas interligações elétricas entre a Península Ibérica e França, previstas para 2020, Portugal pode transformar-se num país exportador de eletricidade renovável [82]. No cenário exportador, prevê-se que a exportação de eletricidade represente 10% da produção nacional. O aumento de produção, na componente renovável, será assegurado por um aumento de potência de solar fotovoltaico. Assim, as previsões apontam para que em 2020 a potência total de solar instalado possa chegar aos 749MW e aos 905MW em 2030. Tendo em conta o cenário exportador, em 2030 poderá ser de 1966MW, um aumento de 350% em relação ao valor atual. Quanto à produção de energia solar, em 2020 estima-se que seja de 1334GWh, representando uma cota de 4% da totalidade renovável e 5% em 2030, com produção de 1996GWh. Com o cenário exportador, em 2030 a produção expectável é 6487GWh, correspondente a 15% da produção total de renovável [82]. Este aumento representa um valor superior a 7 vezes quando comparado com 2016.

3.3.2 Potencial da energia solar em Portugal

Em Portugal, o potencial disponível é bastante considerável, sendo um dos países da Europa com melhores condições para aproveitamento deste recurso. Dispõe de um número médio anual de horas de Sol, variável entre 2200 e 3000, no continente, e entre 1700 e 2200, nos arquipélagos dos Açores e da Madeira, respetivamente [38]. Em forma de exemplo, na Alemanha este indicador varia entre 1200 e 1700 horas [89].

A disponibilidade do recurso energético é elevada, assim como o potencial de aproveitamento. Não apenas devido à localização geográfica privilegiada do país, mas também porque a produção ocorre principalmente nas horas diurnas de maior consumo de eletricidade, adequando-se ao

perfil do diagrama de carga e representando um complemento essencial às tecnologias de geração presentes no mix elétrico nacional [86, 37].

Apesar de Portugal ostentar uma enorme potencialidade, não faz o devido aproveitamento e uso [40]. Para comprovar esta afirmação existe a Alemanha, que é líder europeia na produção de energia solar e apresenta um número médio anual de horas de sol bastante inferior a Portugal [36].

Se for tido em atenção o número de horas de sol por ano, os MW instalados em Portugal ficam aquém do potencial [83].

A produção de energia elétrica pela conversão da irradiação solar é hoje em dia uma tecnologia promissora, limpa e renovável [35]. A energia solar fotovoltaica está em expansão e no futuro próximo será a forma de produção de energia elétrica mais eficiente e barata [39].

Esta fonte garante uma diminuição de consumo de combustíveis fósseis para gerar eletricidade, evita a emissão de gases com efeito de estufa, reduz o preço da energia elétrica no mercado de eletricidade, contribuindo para uma maior sustentabilidade económica e ambiental do país e tem um impacto positivo na economia portuguesa, porque permite reduzir drasticamente as importações de combustíveis fósseis [88, 79].

3.4 Produção Distribuída

A produção de eletricidade está aberta à concorrência e tem dois regimes legais [9]:

- Produção em Regime Ordinário (PRO);
- Produção em Regime Especial (PRE);

A PRO é relativa à produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros eletroprodutores hídricos [90]. A PRE está relacionada com a produção de energia elétrica através de recursos endógenos (renováveis e não renováveis) de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) e de produção distribuída (PD) [90].

A PD de energia diz respeito à produção de energia, independentemente da carga, através de pequenas fontes de geração de energia, o mais próximo possível dos locais onde ela é consumida, reduzindo as perdas na rede [90].

Pelo Ministério do Ambiente, Ordenamento, do Território e Energia, este modelo:

- Promove capacidade de produção renovável (tipicamente de origem solar) e proveniente de recursos endógenos;
- Reduz a concentração das unidades de produção (funcionamento em teia), beneficiando a segurança de abastecimento;
- Reduz as necessidades elétricas em ponta (caso do solar FV);
- A médio/longo prazo, limita necessidades de investimento na RESP;

- Dinamiza indústria fotovoltaica, que apresenta uma considerável incorporação nacional (instaladores, manutenção, fabrico de componentes);

Com a PD, consegue-se uma melhoria na estabilidade do serviço de energia elétrica, torna-se possível obter maior eficiência energética e garante-se uma maior segurança de abastecimento [91].

Segundo o Decreto Lei n.º 153-2014 são reguladas duas grandes possibilidades de produção descentralizada de energia:

- UPAC (Unidades de Produção para Autoconsumo);
- UPP (Unidade de Pequena Produção);

Com o regime atual em vigor, pretende-se dinamizar a atividade de PD em Portugal, garantindo que as novas instalações sejam dimensionadas para fazer face às necessidades de consumo verificadas no local, assegurando a sustentabilidade técnica e económica do SEN [90].

3.4.1 UPAC

São chamadas de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), as instalações de utilização associadas à respetiva unidade produtora, destinada ao autoconsumo, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis [92].

Este regime, porque permite vender à rede o excedente e comprar quando insuficiente, possibilita o aproveitamento integral do potencial de produção, como se verifica na figura 3.11 [9].

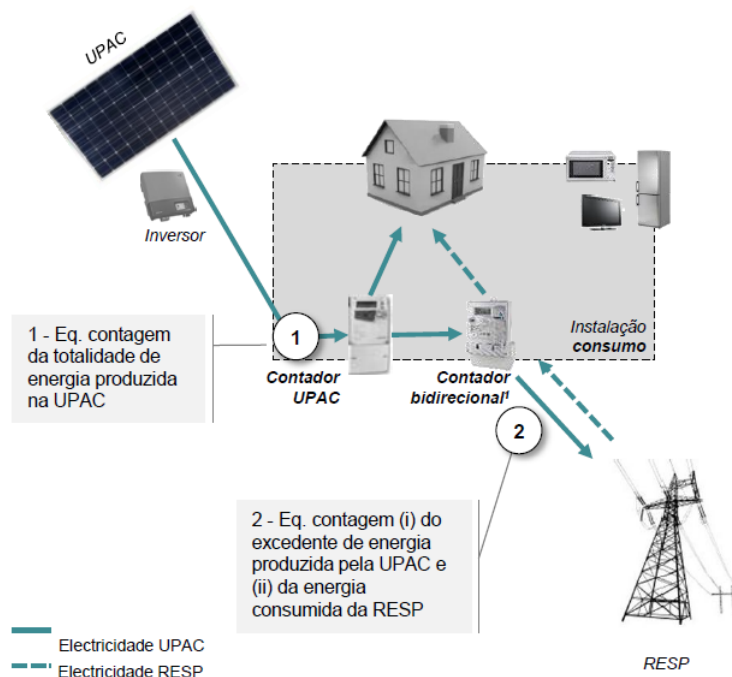


Figura 3.11: Modelo de funcionamento da UPAC, para uma potência superior a 1,5kW [18].

3.4.1.1 Principais características

Pelo Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, este modelo é caracterizado da seguinte forma [19, 18]:

- A UPAC produz preferencialmente para satisfazer necessidades de consumo;
- A energia elétrica produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo;
- O excedente produzido é injetado na RESP, evitando o desperdício;
- A UPAC é instalada no local de consumo;
- A Potência de ligação da UPAC tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo;
- A Potência da UPAC não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação;
- A contagem da eletricidade produzida é obrigatória para as UPAC com potências superiores a 1,5 kW, onde a instalação de consumo se encontre ligada à RESP;

Na figura 3.12 está refletido aquilo que se referiu anteriormente para a produção em excesso de energia, que é injetada na RESP.

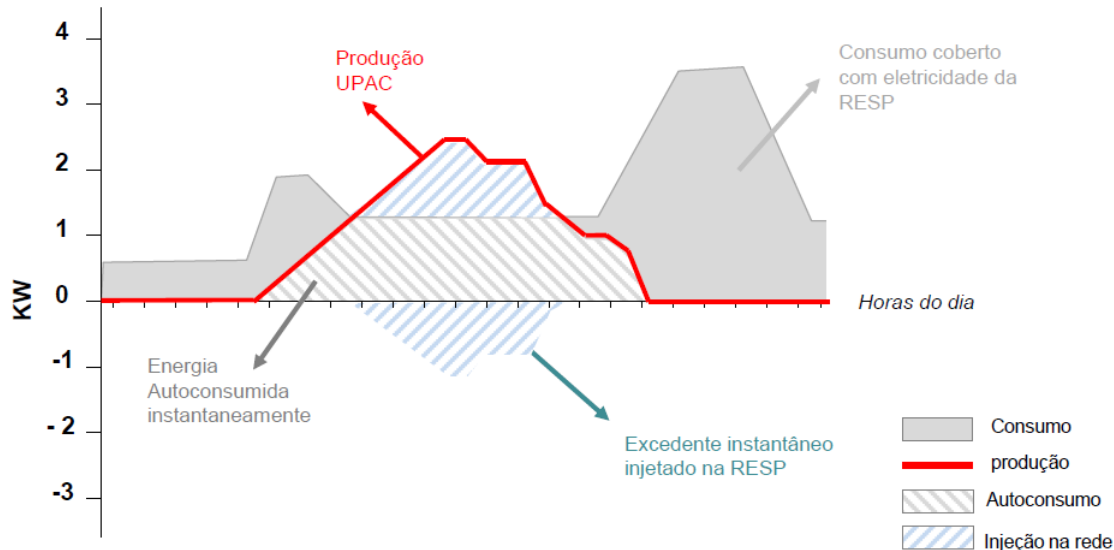


Figura 3.12: Diagrama de produção e consumo para o caso de um consumidor doméstico [18].

3.4.1.2 Remuneração da energia elétrica injetada na RESP

A remuneração da energia elétrica injetada na RESP é calculada da seguinte forma [90]:

- O excedente de produção instantânea é remunerado ao preço da *pool*, deduzido de 10% (para compensar custos com injeção);

- Fórmula de remuneração do excedente injetado na RESP:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (3.1)$$

- $R_{UPAC,m}$: A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês "m"(€);
- $E_{fornecida,m}$: A energia fornecida no mês "m"(kWh);
- $OMIE_m$: O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do OMIE para Portugal (mercado diário), relativos ao mês "m"(€/kWh);

3.4.2 UPP

Designam-se por Unidades de Pequena Produção (UPP) as instalações de pequena potência, onde a energia produzida, a partir de energias renováveis, baseadas numa só tecnologia de produção, é destinada à venda total de energia à rede [9].

3.4.2.1 Principais características

Pelo Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, este modelo é caracterizado da seguinte forma [90]:

- A UPP injeta a totalidade da energia produzida na RESP;
- A Instalação de consumo associada, recebe toda a eletricidade proveniente do respetivo comercializador;
- A UPP é instalada no local de consumo;
- A Potência de ligação da UPP tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e nunca superior a 250kW;
- Numa base anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de consumo;

A figura 3.13 reflete o comportamento de uma UPP.

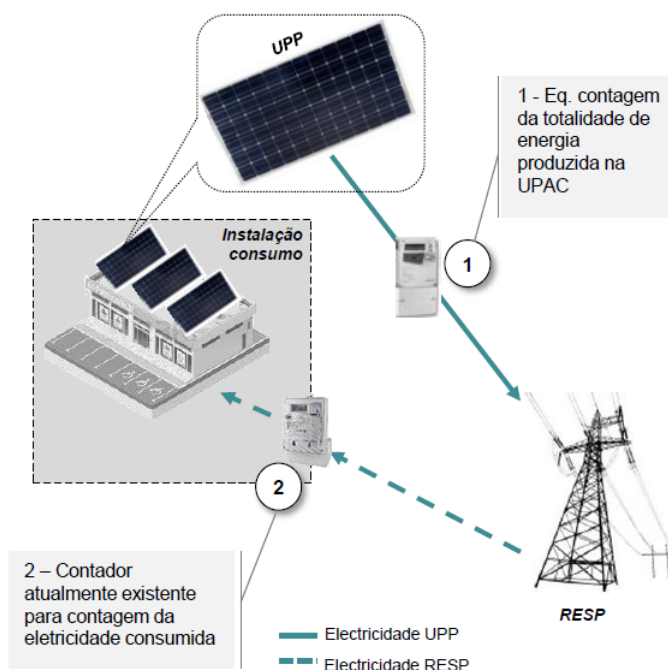


Figura 3.13: Modelo de funcionamento de UPP [19].

3.4.2.2 Remuneração da energia elétrica injetada na RESP

- A energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência;
- A tarifa de referência é estabelecida anualmente mediante despacho do SEE;
- A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada;
- A energia injetada na rede fora dos limites estabelecidos para as UPP não é remunerada;
- A tarifa de remuneração atribuída em leilão vigora por um período de 15 anos;
- Após termo do período de 15 anos o produtor entra no regime geral de produção em regime especial;

3.5 Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são os que aproveitam a energia solar, convertendo diretamente a radiação solar em eletricidade, através do efeito fotoelétrico [14].

3.5.1 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico consiste na transformação de energia solar em energia elétrica, ou seja, na transformação de energia que proporcionam os fótons (partículas de luz) incidentes sobre os materiais semicondutores, em eletricidade [23].

De entre os materiais mais utilizados, destaca-se o silício, que produz uma corrente elétrica quando atingido pela radiação luminosa. O silício é um semicondutor que se apresenta normalmente como areia [23].

Tudo começa com os átomos, que absorvem os fótons e transferem a sua energia para os eletrões, que assim se libertam e, através de um campo elétrico interno, são conduzidos para os contactos, produzindo a corrente na célula fotovoltaica [85, 20].

Uma célula fotovoltaica constituída por cristais de silício puro não produz energia elétrica. Para produzir energia elétrica, é necessário que exista um campo elétrico, ou seja, uma diferença de potencial entre as duas zonas da célula. A diferença de potencial numa célula fotovoltaica ocorre através do processo de dopagem do silício, que consiste na introdução de elementos estranhos, com o objetivo de alterar as propriedades elétricas do silício [85, 20].

A dopagem do silício cria na célula duas camadas, uma tipo P e outra tipo N, que possuem, respetivamente, um excesso de cargas positivas e negativas relativamente ao silício. Partindo do silício puro, pode-se introduzir átomos de boro numa camada e átomos de fósforo na outra, formando o que se chama junção PN [85, 20].

O que ocorre na junção PN é que os átomos livres do lado N passam para o lado P, onde encontram buracos que os apreendem. Estas cargas capturadas dão origem a um campo elétrico permanente, que dificulta a passagem dos eletrões do lado N para o lado P. Se a junção PN for exposta a fótons ocorrerá a geração de pares eletrólacuna, gerando assim, uma corrente através da junção [85, 20].

Este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial que se denomina de efeito fotovoltaico [23].

Como exemplo, este processo está ilustrado na figura 3.14.

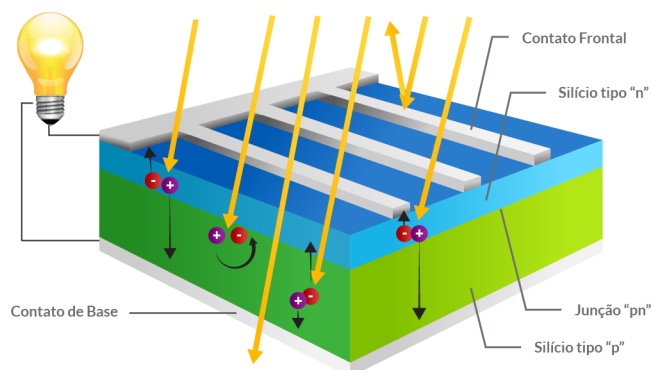


Figura 3.14: Representação do efeito FV [20].

Da energia solar incidente, apenas 13% de toda a energia elétrica é aproveitada [20].

3.5.2 Células fotovoltaicas

O material utilizado nas células solares deve ter o maior grau de pureza possível [27]. Até aos dias de hoje, os fabricantes de células solares têm obtido, na sua maior parte, o material purificado do desperdício da indústria eletrónica de semicondutores [25].

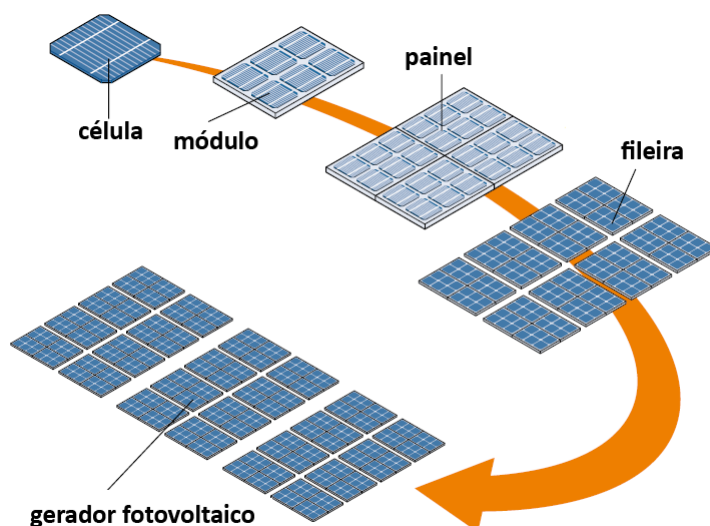


Figura 3.15: Constituição de um gerador FV [20].

As células fotovoltaicas podem ser ligadas em série, constituindo um módulo. Por sua vez, os módulos podem ser ligados em série ou paralelo, para aumentar a potência do conjunto, constituindo o painel fotovoltaico. Vários painéis eletricamente ligados em série constituem uma fileira e várias fileiras, eletricamente ligadas em paralelo, geram potência, constituindo um gerador fotovoltaico, tal como representado na figura 3.15 [20, 93].

3.5.2.1 Tecnologias de conversão

As células fotovoltaicas estão divididas em três gerações, de acordo com a sua eficiência.

A 1^a geração de células fotovoltaicas consiste numa junção simples PN de material cristalino, capaz de produzir energia a partir da luz solar [23]. Atualmente, o mercado da energia solar é dominado por esta tecnologia, com uma fração de 90%. Apesar dos custos de produção ainda serem bastante elevados, não se prevê um abrandamento na sua comercialização [26, 27].

A 2^a geração de células fotovoltaicas, representa cerca de 10% do mercado atual. São células de película fina, ou seja, células em que os semicondutores fotovoltaicos são aplicados em finas camadas num substrato [94]. Esta tecnologia utiliza materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, o disselenieto de cobre e índio (CIS) ou o telureto de cádmio (CdTe) [95].

Os menores consumos de materiais e de energia, assim como a elevada capacidade de produção em larga escala, oferecem um potencial considerável para a redução dos custos de produção [84]. Nos últimos 15 anos, a indústria ligada à energia solar tem vindo a promover a tecnologia solar de 2^a geração. Em termos de eficiência, a 2^a geração ainda apresenta resultados desanimadores,

quando comparada com a 1ª geração [96]. Contudo, com uma aposta forte na parte de I&D, é uma tecnologia promissora.

A 3ª geração de células fotovoltaicas reside em propósitos diferentes das anteriores gerações, baseadas em semicondutores [93]. Trata-se de um conceito de novas células solares, que se baseiam na nanotecnologia para a formação de uma célula orgânica, através de compostos orgânicos, como o dióxido de titânio (TiO_2) [97].

Estas células podem ser formadas sobre plásticos e películas flexíveis, podendo ser parcialmente transparentes e com cores distintas, o que as torna interessantes para aplicações em edifícios. De momento tem um baixo rendimento, 5%. No entanto, prevê-se que no futuro atinjam valores de 10 a 15% [84].

3.5.2.2 Tipos de células fotovoltaicas

Atualmente, os módulos fotovoltaicos de silício deterioram-se ao longo do tempo, sobretudo o silício amorfo. Pese embora esta facto, os fabricantes garantem tempos de vida útil na ordem dos 25 anos, para os painéis FV.

O desafio é encontrar novos equipamentos que coloquem esta fasquia mais alta e com um grau de eficiência bastante elevado [97].

Neste momento, no mercado, existem três tipos de células, conforme o tipo de fabricação:

- Silício monocristalino;
- Silício policristalino;
- Silício amorfo;

A célula de silício monocristalino é a tecnologia mais antiga e ao mesmo tempo uma das tecnologias mais eficientes, continuando com desenvolvimentos de novos produtos. Estas células obtêm-se a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino produzidas em fornos especiais [85]. As células são obtidas por corte de barras em forma de pastilha quadradas finas, entre 0,4 a 0,5mm de espessura. A uniformidade da estrutura molecular resulta da utilização de um cristal único, o que é ideal para potenciar o efeito fotovoltaico [14].

Atinge cerca de 34,1% do mercado. Esta percentagem de mercado está a diminuir, mas poderá haver um renascimento, devido a novos produtos de alta eficiência multicamada [27].

As células de silício policristalino são produzidas a partir de blocos de silício obtido por fusão de bocados de silício puro, em moldes especiais. Uma vez nos moldes, o silício arrefece lentamente e solidifica-se. Neste processo, os átomos não se organizam num único cristal [23]. A célula de silício policristalino é constituída por um número elevado de pequenos cristais da espessura milimétrica [14].

O processo de fabricação é mais barato do que o de silício monocristalino, mas também menos eficiente [26].

É a tecnologia que continua a dominar o mercado, com cerca de 46,9%, mas com menos vantagem que há 5 anos [27].

As células de silício amorfo são obtidas por meio da deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal [85]. Este tipo de silício absorve a radiação solar de uma maneira muito mais eficiente do que o cristalino, pelo que é possível depositar uma fina película de silício amorfo sobre um substrato, quer seja metal, vidro, ou plástico [96]. O processo de fabrico é mais barato do que o do silício policristalino [26].

O desaproveitamento da sua elevada capacidade de produção reflete-se nos 5,1% que representam do mercado [27].

A figura 3.16 mostra o aspeto das células fotovoltaicas de silício.



Figura 3.16: Diferentes tipos de células de silício: amorfo, monocristalino e policristalino, respetivamente [21].

Existem também outros dois tipos de células fabricadas a partir do silício:

- Células de Telureto de Cádmio (CdTe);
- Células de Disseleneto de Cobre-índio (CIS);

As células CdTe, quando produzidas em massa, apresentam um potencial considerável para a redução de custos. No entanto, a utilização desta tecnologia tem levantado problemas devido ao uso de produtos contaminantes e venenosos [23]. A estrutura destas células é homogénea e a gama de cores varia entre o verde escuro e o preto [20]. A sua atual posição no mercado, 9%, depende da evolução da empresa líder e principal fabricante da tecnologia [27].

As células solares CIS são hoje em dia as mais eficientes de todas as células de película fina. Não sendo tão suscetíveis à deterioração por indução da luz, como as células de silício amorfo, contudo, podem apresentar problemas quando instaladas em ambientes quentes e húmidos [97]. Apresentam uma estrutura homogénea de cor preta. Espera-se que a produção em massa deste tipo de células possa baixar o custo de produção em relação às células de silício cristalino [25]. Ainda é uma tecnologia em demonstração, com 1,7% do mercado.

Na tabela 3.1 está presente o rendimento e a quota de mercado para cada uma das células referidas.

Tabela 3.1: Rendimento das diferentes células fotovoltaicas [25, 26, 27].

Célula	Rendimento			Cota de mercado
	Laboratório	Produção	Produção em série	
Monocristalino	24,7%	18%	14%	34,1%
Policristalino	19,8%	14%	13%	46,9%
Amorfo	13%	10,5%	7,5%	5,1%
CdTe	16,4%	10%	9%	9%
CIS	18,8%	14%	10%	1,7%

Pela tabela 3.1 pode-se concluir que as células monocristalinas apresentam maior rendimento, mas têm um custo de produção elevado. As células policristalinas e de silício amorfo apresentam rendimentos mais baixos, tal como os custos de produção. As células policristalinos ocupam a posição dominante do mercado.

3.5.3 Preço fotovoltaico

Desde as suas primeiras aplicações, estes sistemas têm evoluído bastante, o que tem proporcionado uma diminuição do seu custo de produção e uma inserção cada vez maior no mercado da energia [85].

Nas últimas décadas o preço da energia solar tem sofrido um decréscimo muito acentuado, tendo-se transformado numa fonte energia economicamente viável.

O custo das células solares de silício cristalino tem descido ao longo dos anos. Dos 76\$/W, em 1977, até aproximadamente 0,30\$/W em 2015, como se expõe na figura 3.17. Esta tendência segue a chamada "Lei de Swanson", para a qual os preços dos módulos solares descem cerca de 20% a cada vez que se duplica a capacidade da indústria fotovoltaica [22].

Atualmente, a instalação de tecnologia fotovoltaica é rentável, porque o preço dos equipamentos tem descido muito [98]. Desde 2009, o preço dos painéis fotovoltaicos caiu 75% e continuam a descer, como se mostra na figura 3.17 [22].

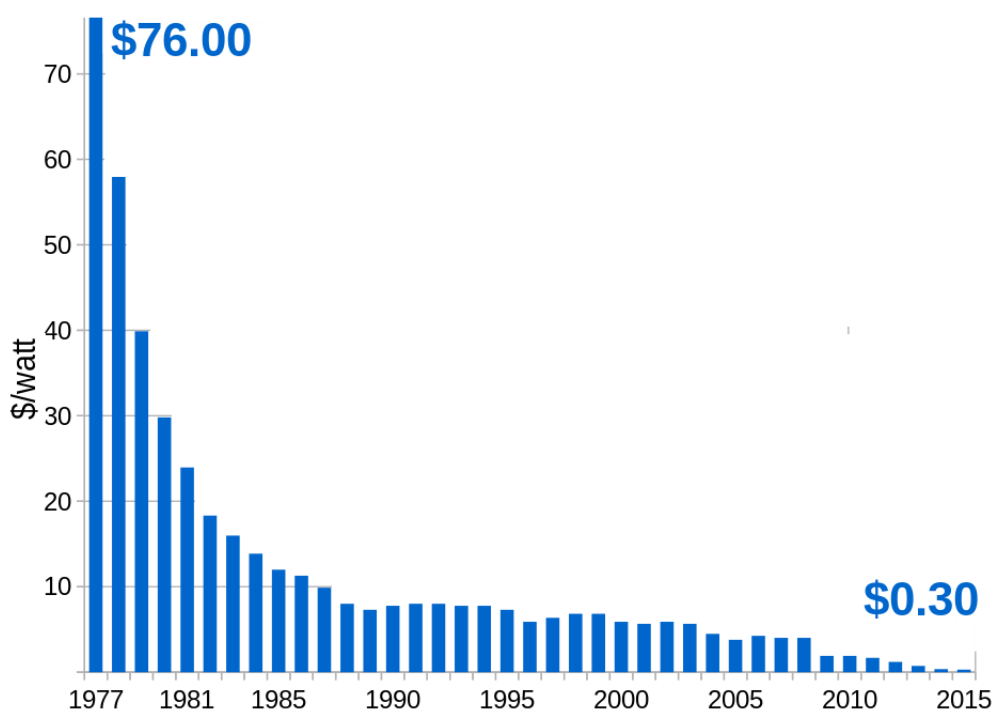


Figura 3.17: Evolução do preço das células FV de silício cristalino [22].

Segundo um estudo realizado pela Agora Energiewende, as previsões apontam para que, em 2025, será produzida energia solar em muitas regiões do mundo a 0,04-0,06 \$/kWh. Em 2050, os custos de produção terão descido para 0,02-0,04 \$/kWh [99].

3.5.4 Características elétricas das células fotovoltaicas

3.5.4.1 Condições CTS

Por forma a se poder comparar diferentes células ou mesmo diferentes módulos fotovoltaicos, encontram-se especificadas condições uniformes de teste, sob as quais os dados elétricos da curva característica da célula solar são identificados [14].

Em consonância com as normas definidas, estas "Condições de Teste *Standard*" são [84]:

- Uma irradiância de 1000 W/m^2 ;
- Uma temperatura na célula de 25°C , com uma tolerância de $\pm 2^\circ\text{C}$;
- Um espectro de luz definido com uma massa de ar $\text{AM}=1,5$.

3.5.4.2 Curva I-V

O funcionamento de um painel FV pode ser estudado através da curva que relaciona a tensão com a corrente à saída do mesmo. Esta curva é conhecida como a característica I-V e apresenta a mesma forma geral para qualquer painel fotovoltaico [27].

Na Figura 3.18 apresenta-se a curva I-V típica de uma célula fotovoltaica de silício.

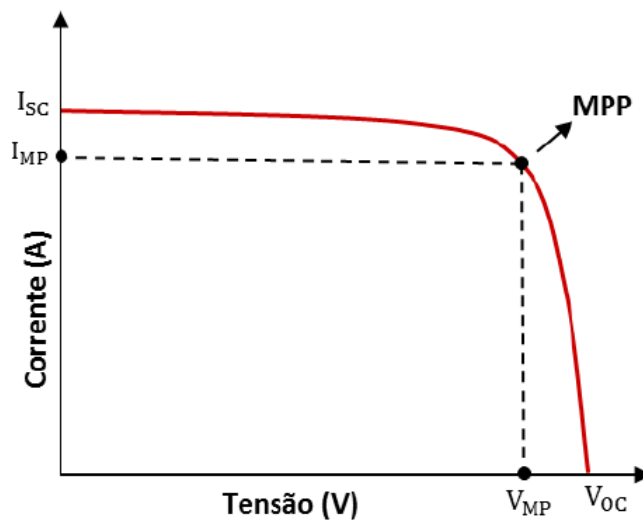


Figura 3.18: Corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada numa célula fotovoltaica [23].

Para as células fotovoltaicas de uso terrestre, sem concentração da energia solar, a curva I-V é medida em condições CTS.

3.5.4.3 Grandezas características das células solares

A partir da curva I-V mostrada na figura 3.18, podem ser determinados os parâmetros elétricos que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos [23, 84]:

- Tensão de circuito aberto (V_{OC}): é a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há corrente elétrica a circular;
- Corrente de curto circuito (I_{SC}): é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica nos seus terminais é nula.
- Fator de forma (FF): é a razão entre a máxima potência da célula e o produto da I_{CC} com V_{OC} ;
- Rendimento (η): define a eficiência do processo de conversão de energia solar em energia elétrica;

A partir dos dados da curva I-V da figura 3.18, pode ser determinada a curva da potência em função da tensão, denominada curva P-V, conforme a figura 3.19, onde se destaca o ponto de máxima potência (MPP).

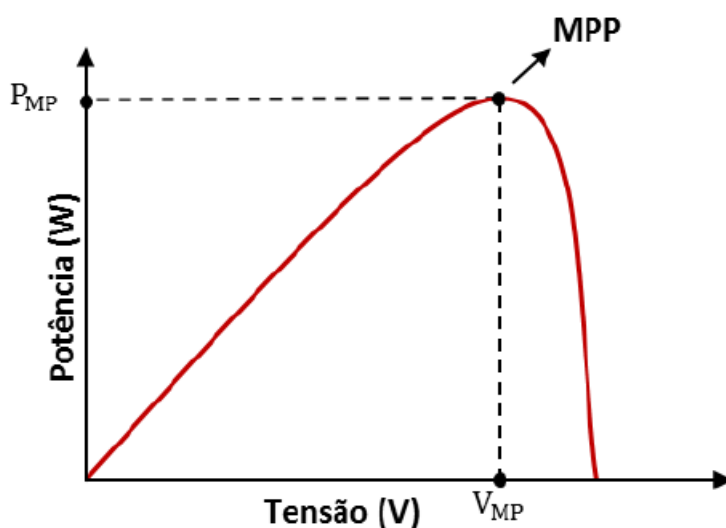


Figura 3.19: Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica [23].

O ponto de máxima potência é o ponto de funcionamento ótimo, sendo este o ponto desejado para o funcionamento do painel [96]. Mesmo no ponto de funcionamento ótimo, o painel também é influenciado por condições ambientais, como a temperatura e a incidência da radiação solar

3.5.4.4 Efeito da temperatura na célula

Uma mudança de temperatura resulta numa variação da tensão de saída para qualquer valor de corrente. As mudanças da temperatura na célula tendem a reduzir a sua eficiência de funcionamento [23].

A tensão varia com a temperatura de forma diretamente proporcional, enquanto que a corrente sofre uma elevação quase desprezível, como se constata na figura 3.20.

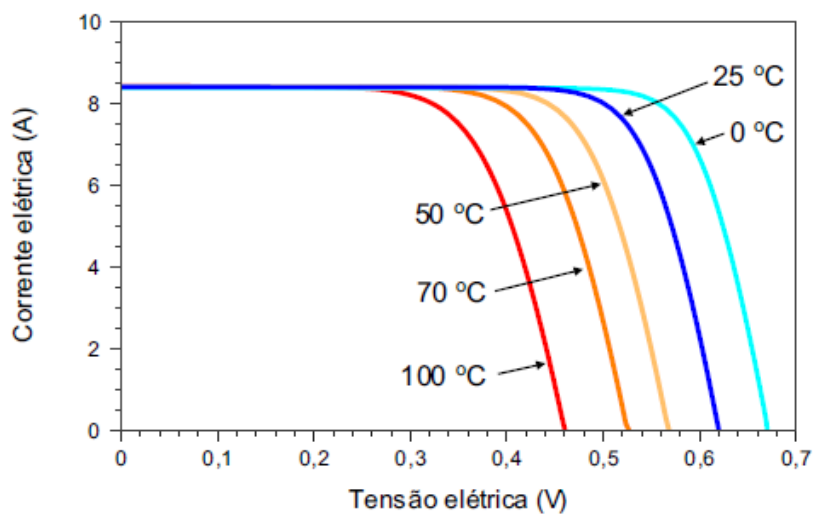


Figura 3.20: Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V [23].

Ao observar a figura 3.20, o valor da tensão diminui com o aumento da temperatura e o ponto de potência máxima (*MPP*) também se altera, diminuindo com o aumento da temperatura. É necessário manter o ponto de funcionamento próximo do ponto de potência máxima, de maneira a garantir a máxima eficiência do painel [27]. Assim, as variações de temperatura também afetam a potência.

3.5.4.5 Efeito da Irradiância na célula

A Figura 3.21 mostra como a irradiância solar incidente afeta a curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício, mantida à temperatura de 25°C.

Uma mudança na intensidade da radiação resulta numa variação na corrente de saída para qualquer valor de tensão. A corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, enquanto que a tensão de circuito aberto (V_{OC}) aumenta de forma logarítmica [85].

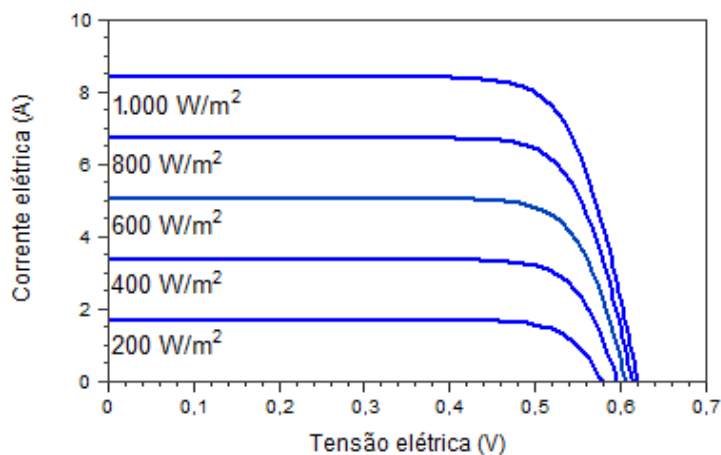


Figura 3.21: Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V [23].

Como se pode verificar na figura 3.21, o valor da corrente diminui com a diminuição do valor da radiação. O mesmo acontece com o ponto de potência máxima (*MPP*) que também vai diminuir com a diminuição da radiação.

3.5.5 Efeitos do sombreamento

No processo de captação de energia solar FV, os sombreamentos devem ser evitados. Os efeitos das sombras traduzem-se em energia perdida devido a obstáculos que dificultam essa recolha. O sombreamento corresponde a uma redução global do desempenho do sistema [100].

O sombreamento pode ser resultante da presença de neve, de folhas, de dejetos de pássaros, de pó, entre outros tipos de sujidade [101]. Os edifícios vizinhos e as árvores podem sombrear o sistema fotovoltaico. Na realização do projeto, deve-se ter cuidado com as chaminés, antenas, entre outros objetos que, incluídos no edifício, possam causar sombra [102].

Outra situação a ter em conta nas questões de sombreamento, em grandes instalações, é a distância a manter entre fileiras, de modo a que as da frente não provoquem sombreamento nas de trás [14]. Para grandes instalações fotovoltaicas, as sombras provocam reduções anuais de produção de energia entre 5 a 10% [102].

3.5.5.1 Cálculo do espaçamento entre painéis FV

Determinadas instalações são limitadas em termos de espaço. Para resolver esta questão, deve-se realizar a montagem, de acordo com a figura 3.22.

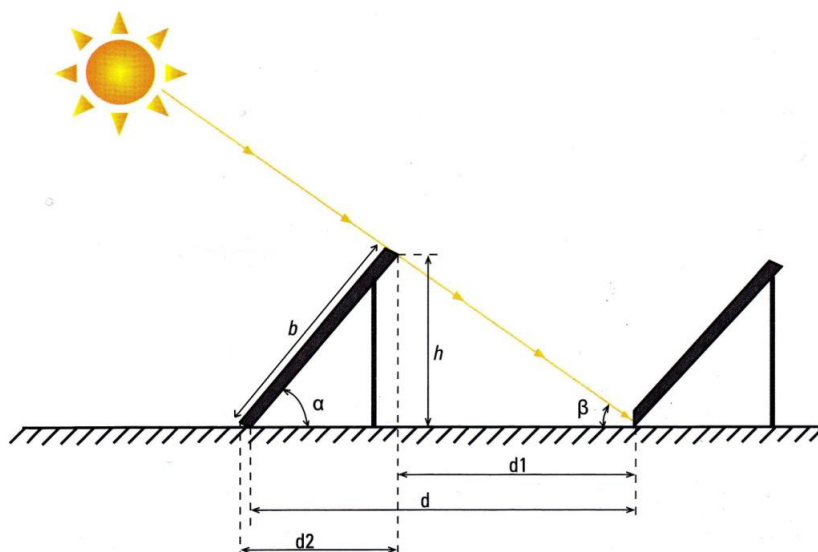


Figura 3.22: Exemplo da disposição de fileiras de painéis [24].

Antes da montagem de um sistema FV, deve ser sempre assegurada a distância entre fileiras de painéis FV, de forma a evitar sombreamentos mútuos, bem como assegurar uma disposição que evite o sombreamento de elementos arquitetónicos [23].

Para determinar a distância entre fileiras, de forma a evitar sombreamentos entre elas, pode-se usar a seguinte fórmula [85]:

$$d = b \times \left(\cos \beta + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad (3.2)$$

- b : Comprimento do módulo FV (m);
- α : Inclinação dos módulos FV ($^{\circ}$);
- β : Ângulo a que corresponde a altura mínima do Sol a 21 de dezembro ($^{\circ}$);

De forma a reduzir as perdas do sistema por sombreamento mútuo entre as fileiras de módulos inclinados, poderá ser aplicado um dos dois métodos que se seguem:

- Para uma minimização das perdas por sombreamento aplica-se a regra [85]:

$$d_1 = 3,5 \times h \quad (3.3)$$

$$h = b \times \sin \alpha \quad (3.4)$$

Em que d_1 representa a distância entre o final de um módulo FV e o início de outro, e h representa a altura a que se eleva o módulo FV;

- Para otimizar a área a utilizar dever-se-á usar a fórmula [85]:

$$d = 2,5 \times b \quad (3.5)$$

3.5.5.2 Díodos de proteção

Devido ao sombreamento de uma célula, esta pode aquecer de tal forma que o material fique danificado. Assim, ficará a funcionar como carga no circuito, fluindo uma corrente inversa através da célula solar, que pode tomar valores elevados. A máxima intensidade possível é a de CC [20].

Para prevenir este tipo de situação, a corrente deve ser desviada da célula solar através de uma derivação da corrente, conseguida com um diodo de passo ligado em antiparalelo com as células solares, impedindo o aparecimento de tensões inversas elevadas nas células solares [14].

Quando são associados painéis em paralelo, se um deles tiver tensões mais baixas, passará a funcionar como carga. Nestes casos, deve-se usar um diodo de bloqueio, retirando o painel do paralelo [100].

3.6 Tecnologia dos inversores

Os inversores são dispositivos eletrónicos que fornecem energia elétrica em corrente alternada (AC), a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (DC). A energia elétrica na saída dos módulos FV é em DC. Isto inviabiliza a sua aplicação direta na maioria dos equipamentos que trabalham, apenas, em AC [103]. Para a solução deste problema, empregam-se os inversores, capazes de realizar a conversão para um valor em AC. O inversor solar estabelece a ligação entre o gerador FV e a rede ou carga AC [84]. Também é conhecido como conversor DC/AC [85].

O inversor é um dos elementos mais importantes do sistema fotovoltaico, uma vez que é através dele que será feita a conversão para as características elétricas estabelecidas para ligação à rede [20]. Além disso, este equipamento é capaz de ajustar a frequência e nível de tensão gerada, para que o sistema possa ser conectado à rede pública, de acordo com as normas estabelecidas [12, 97].

Através da utilização de dispositivos eletrónicos modernos, a conversão num sinal AC envolve perdas relativamente pequenas [95].

Os atuais inversores solares são capazes de realizar as seguintes funções [101]:

- Conversão da corrente DC, gerada pelo gerador FV, em corrente AC, de acordo com os requisitos técnicos e de segurança que estão estipulados para a ligação à rede;
- Ajuste do ponto operacional do inversor ao MPP do gerador FV;
- Sinalização, registo, armazenamento e transferência de dados operacionais;
- Proteção AC e DC (contra sobrecargas e sobretensões e equipamento de proteção da interligação com a rede recetora);

Com o objetivo de fornecer à rede elétrica a maior potência possível, o inversor deve funcionar no ponto MPP do gerador FV [103].

No inversor, o sistema de controlo MPP garante que o inversor é constantemente ajustado ao ponto MPP [94]. O sistema de controlo MPP consiste num conversor DC, ligado em série com o inversor, e que ajusta a tensão de entrada em função do nível de tensão MPP [95].

3.6.1 Inversores de rede

Nos sistemas FV com ligação à rede (inversores de rede), o inversor é ligado à rede elétrica principal de forma direta ou através da instalação do serviço elétrico. Se a ligação for direta, a electricidade produzida é injetada diretamente na rede pública [84]. Com o acoplamento à instalação, a energia gerada é, em primeiro lugar consumida no local, e depois o excedente é fornecido à rede pública. Estes inversores de rede podem-se subdividir em inversores sincronizados pela rede e em inversores autocontrolados [103].

Os inversores sincronizados pela rede baseiam o seu funcionamento em tirístores e utilizam-se em grandes sistemas fotovoltaicos. Estes inversores são comutados pela rede. Não são indicados para sistemas isolados onde existam cargas puramente resistivas [85].

Os inversores autocontrolados são baseados na tecnologia dos MOSFET, GTO e IGBT [23]. Por vezes podem ter um transformador de baixa ou alta frequência na saída. Com o transformador, a proteção contra contactos indiretos fica assegurada [84]. Este tipo de inversores é usado para sistemas com ligação à rede, mas também para sistemas isolados. Necessitam de controlo dos harmónicos produzidos pelas altas frequências de comutação [20].

3.6.2 Configuração dos inversores

A configuração para a implementação de inversores varia de acordo com a escolha que melhor se enquadra na instalação pretendida. Na escolha do inversor, ou inversores, tem de se indicar se o sistema é considerado como um todo, (gerador-inversor-rede), ou como um conjunto de subsistemas [20].

Neste contexto são definidas as seguintes configurações de inversores:

- Inversor central: a conversão do sistema é assegurado por um único inversor, tal como em 3.23;

- Inversor de fileira: é usado um inversor por fileira, como na figura 3.24;
- Inversor com módulo integrado: aplicado um inversor por módulo;

3.6.2.1 Inversor central

A maior parte dos sistemas de pequena escala são projetados segundo este conceito.

Os inversores centrais proporcionam uma alta eficiência e um elevado coeficiente de rendimento, no entanto o controlo do MPP é limitado, o que implica a utilização de módulos com idênticas características e sujeitos a condições semelhantes de sombreamento [94].

Há vantagens económicas decorrentes da presença de um único inversor, em termos de redução do investimento inicial e dos custos de manutenção. A implementação desta tipologia numa central de grande produção conduz a um inversor de grandes proporções. No entanto, caso ocorra a situação de necessidade de substituição do equipamento o custo associado é bastante significativo [20]. Além disso, caso ocorra uma avaria do inversor, toda a produção é comprometida.

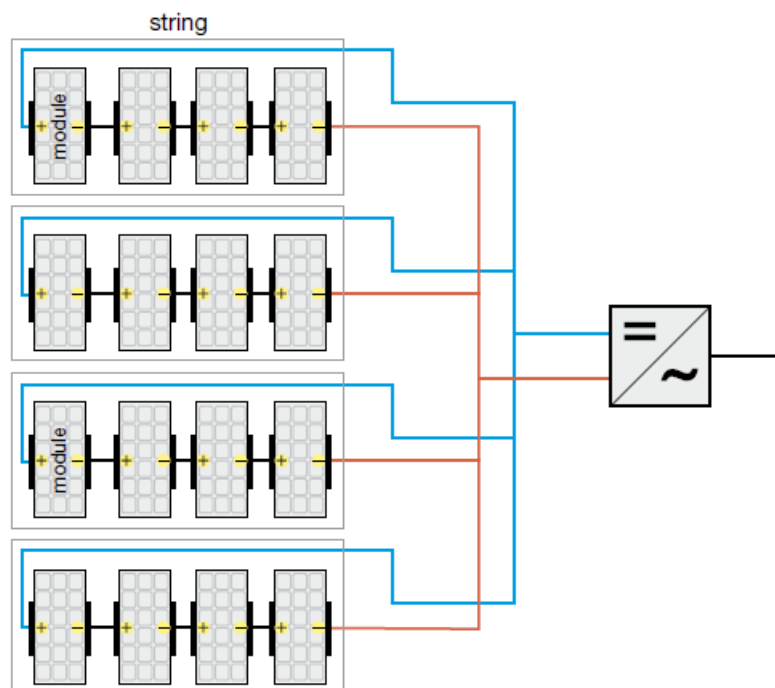


Figura 3.23: Exemplo de funcionamento de um inversor central [20].

3.6.2.2 Inversor de fileira

Neste modelo, cada fileira de painéis é associada a um inversor, existindo assim um equipamento por cada unidade de fileira, como em 3.24 [84]. Esta tipologia permite uma melhor gestão da produção, que leva a uma redução de custos e aumento da produção, pelas seguintes razões [103, 20]:

- Maior número de controlo de pontos de potência (MPP);

- Possibilidade de aumentar a potência instalada com a inserção de novas fileiras;
- Redução das perdas por sombreamento e das perdas Joule, associadas à extensa cablagem de corrente contínua;
- Em caso de falha de uma fileira, a restante instalação continua a funcionar;
- Possibilidade de manutenção individual do inversor;

Por estas razões, está normalmente associada às grandes produções, em que a necessidade de substituição do inversor significa um custo menor e uma gestão mais eficiente por painéis.

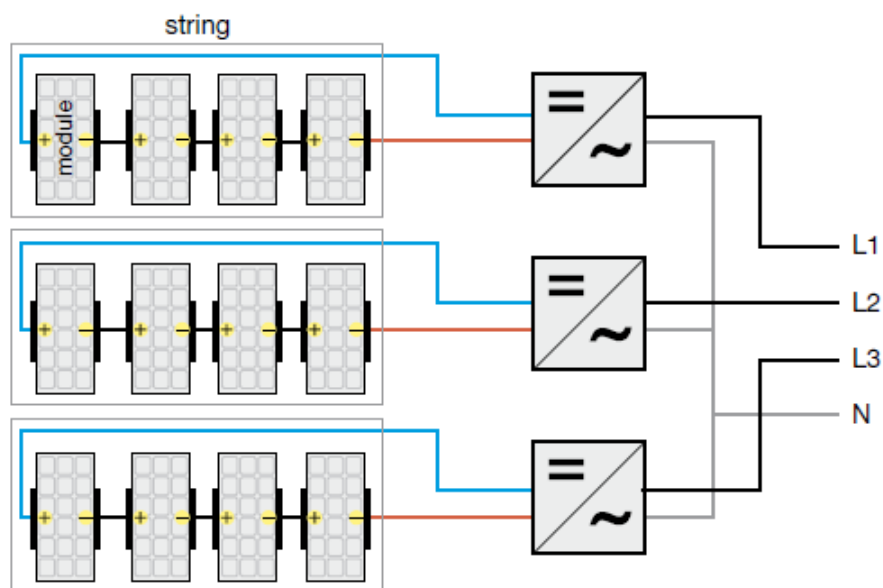


Figura 3.24: Exemplo de funcionamento de um inversor para cada *string* [20].

3.6.2.3 Inversor com módulo

Nesta arquitetura, cada módulo possui incorporado o inversor e é utilizado apenas para sistema de muito baixa potência, normalmente associado para instalações com 1 ou 2 painéis [96]. Esta solução é inviável para instalações de maior potência, pois devido à exigência de um grande número de inversores, implicaria um elevado custo [94].

3.6.3 FDI dos inversores

Para analisar a distribuição dos painéis pelos inversores, usa-se como avaliação, o fator de dimensionamento do inversor (FDI). Este fator retrata a relação entre a potência máxima do gerador fotovoltaico e a potência do inversor, tal como está presente em 3.6 [103].

$$FDI = \frac{Pot_{inv}}{Pot_{ger}} \quad (3.6)$$

- Pot_{inv} : Potência nominal do inversor (kW);
- Pot_{ger} : Potência máxima do gerador fotovoltaico (kWp);

O inversor deve ser capaz de converter a totalidade da potência do gerador fotovoltaico, devendo existir uma relação de potência semelhante entre ambos [104]. Contudo, o gerador fotovoltaico nem sempre irá operar em condições nominais, resultando numa potência média gerada inferior à sua potência nominal [101].

Isso faz com que o inversor sofra um subdimensionamento, sem que ocorra perda de eficiência e existam custos agregados [95]. Todavia, se o inversor tem um subdimensionamento excessivo em comparação com a potência do gerador fotovoltaico, em picos de potência mais elevados ele não irá ser capaz de processar toda a potência gerada, culminando em perdas de potência [20].

Por outro lado, a utilização de inversores de maior capacidade promove um maior aproveitamento de potência, mas irão operar em baixo regime de carga, diminuindo a sua eficiência e aumentando os custos totais do sistema. [105].

Portanto, o inversor deve estar numa faixa de dimensionamento que não leve o sistema a perder potência, quer seja por excesso ou por defeito da potência instalada [95].

Alguns especialistas definem como faixa ideal de potência do inversor de 75% a 120% da potência nominal do gerador solar [106].

Para localidades do Norte, Centro e Sul da Europa, por exemplo, tem-se proposto respetivamente, as seguintes faixas de FDI: 65%-80%, 75%-90% e 85%-100% [107].

Apesar disto, resultados experimentais obtidos para Portugal indicam que o inversor pode ser subdimensionado sem qualquer perda significativa de energia [108].

Se a potência do inversor for inferior à potência do gerador fotovoltaico, o inversor estará a funcionar na maior parte do tempo com eficiência elevada [106].

Capítulo 4

Caso de estudo

4.1 Caracterização do local da instalação

4.1.1 Localização



Figura 4.1: Planta do local da instalação.

O edifício onde se pretende efetuar a instalação do recurso fotovoltaico está localizado no concelho de Vizela e pertence a uma empresa da indústria têxtil.

A empresa não tem mais nenhum terreno extra para a exploração do recurso solar, desta forma, para desenvolvimento deste projeto será usado o terreno da fábrica representado na figura 4.1.

A zona envolvente é plana, não existindo grandes diferenças de relevo nas redondezas. A elevação no local é cerca de 170m.

A vista aérea sobre o edifício da indústria está representada na figura 4.1.

4.1.2 Layout da fábrica

Tal como foi exigido pela empresa, a instalação dos painéis deveria acontecer nos telhados. Desta forma, depois de uma visita ao local e recorrendo à planta da empresa e às imagens disponibilizadas pelo Google Maps, consegue-se fazer uma caracterização das condições existentes.

A fábrica tem uma altura de 12 metros e os vários telhados têm diferentes dimensões e inclinações. Em alguns deles existem chaminés, que têm um tamanho variável entre 0,5m a 5m, existindo várias com 1m de altura.

Todos os telhados estão inicialmente disponíveis para a receção dos painéis e são compostos por telha termo acústica (sanduíche).

Socorrendo-nos destes dados e tirando proveito do *software* SketchUp, foi possível criar o modelo 3D da fábrica. As chaminés também foram incluídas neste modelo.

Esta versão 3D está representado sob vista aérea na figura 4.2.

De forma a facilitar a identificação dos locais para instalação dos painéis fotovoltaicos, estes foram numerados de 1 a 16, tal como se pode visualizar na figura 4.2.



Figura 4.2: Numeração dos telhados para possível instalação.

Usando o SketchUp e pela planta do edifício, conseguiu-se analisar com detalhe as diferentes partes que compõem o telhado da fábrica. Estas 16 partes estão descritas na tabela 4.1, onde se fica a saber a inclinação, área, orientação e azimute de cada uma.

Tabela 4.1: Características dos telhados.

Telhado	Inclinação (°)	Área (m ²)	Orientação (°)	Azimute (°)
1	15	155	248	68
2	15	609	158	23
3	15	625	338	158
4	14	674	158	23
5	14	577	338	158
6	16	67	262	82
7	14	68	158	22
8	15	587	84	96
9	15	555	262	82
10	26	72	352	172
11	0	214	180	0
12	17	92	64	116
13	15	157	244	64
14	16	87	244	64
15	15	171	157	23
16	22	71	63	117

Na tabela 4.1 a orientação está representada sob a convenção de 360°, definida pelo SketchUp. Assim, o norte é representado por 0° e o sul é por 180°.

4.1.3 PT da fábrica

A fábrica tem um PT nas suas instalações. Este PT é do tipo Cabine Alta e faz a derivação de MT para BT, nomeadamente de 10kV para 400V.

O PT está localizado tal como indicado na figura 4.3.

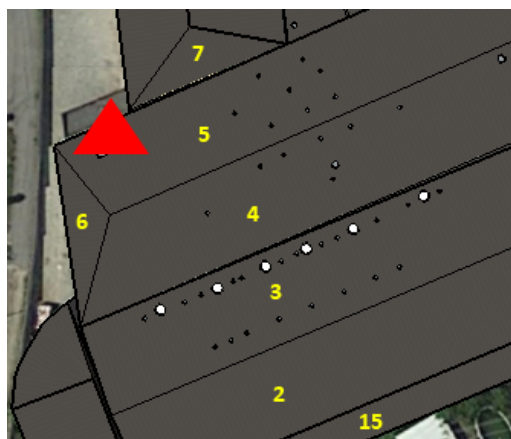


Figura 4.3: Localização do PT da empresa.

4.1.4 Condições ideais de instalação

Tal como foi referido em 3.1.3.1, as condições ideais de instalação deverão ser com os painéis orientados para sul e com uma inclinação de 35° .

Como confirmação dos dados revelados, com o PVGIS [109] foi permitido saber qual a inclinação e orientação ótima dos painéis fotovoltaicos a serem implementados no projeto, de forma a rentabilizar ao máximo a irradiação solar e conseguirem produzir o máximo de eletricidade para o local.

A inclinação ótima de instalação varia entre os 66° , para o mês de dezembro, e os 7° , para o mês de junho. Como os painéis serão fixos, não será exequível ajustar automaticamente a inclinação e portanto, deverão ser implementados com a inclinação que maximiza o seu funcionamento. Isto é, os painéis deverão ser fixados com um determinado grau de inclinação que nos permita ao longo do ano retirar o maior proveito possível do Sol, sendo assim, será usada a inclinação ideal, os 35° . Conseguimos também ficar a saber que os painéis orientados para sul é a forma ideal de retirar proveito máximo da irradiação do sol.

4.1.5 Produção FV

Através do PVGIS [109], obtiveram-se os dados relativos à produção de eletricidade a partir dos painéis fotovoltaicos.

Deste modo, como se consegue comprovar na tabela 4.2, conseguimos ficar a conhecer a eletricidade mensal e anual produzida no local, por 1kW.

Tabela 4.2: Eletricidade mensal produzida no local, por 1kW.

Mês	$E_m (kWh)$
janeiro	74,7
fevereiro	94,8
março	125
abril	121
maio	135
junho	138
julho	151
agosto	152
setembro	136
outubro	108
novembro	80,7
dezembro	71,9
Média	116
Total Anual	1390

- $E_m (kWh)$: Eletricidade média mensal produzida;

Para conseguir os dados da tabela 4.2, considerou-se que os módulos FV eram de silício policristalino e estavam instalados conforme as condições ideais. Juntando a isto, as perdas totais estimadas para o local foram de 25%. Este valor agrega as perdas relacionadas com a temperatura, baixa irradiância, cabos, inversores e painéis.

Com a ajuda do *software* PVsyst consegue-se saber a distribuição, por hora, da produção FV diária em cada dia do ano, para o local da instalação, tendo em conta as predefinições estabelecidas.

Assim, para cada hora do dia, durante o ano, iremos ter o valor da eletricidade que é possível gerar com 1kW.

Na figura 4.4 está presente a média de produção FV que é possível obter para cada hora do dia, ao longo do ano. Esta média foi determinada utilizando informações de todos os dias do ano.

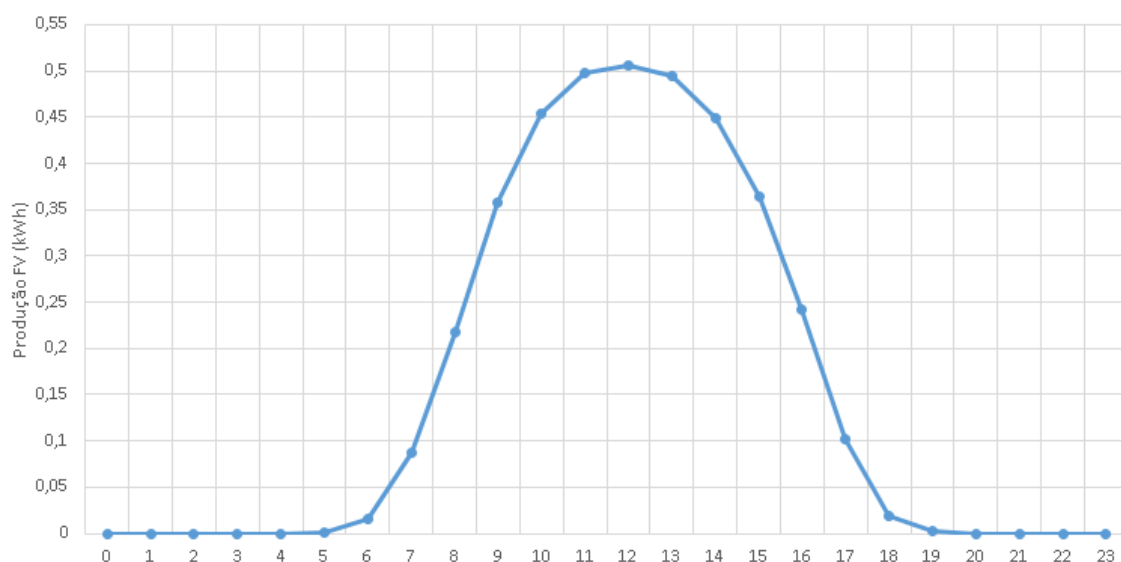


Figura 4.4: Produção FV média, por hora, durante um ano.

Como este se trata de um valor médio, é normal que existam desvios em relação ao padrão de produção FV. Assim, é expectável que no outono e no inverno a produção seja mais reduzida e na primavera e no verão esteja acima da média.

4.2 Tarifário contratado

Na tabela 4.3 temos o tarifário ao qual a empresa está fidelizada.

Para análise, foram consideradas as faturas de janeiro e fevereiro de 2017 e nos restantes meses, as faturas correspondentes a 2016.

O fornecedor de energia do local é a Iberdrola.

A potência contratada é de 456kW, com um nível de tensão MT.

Tabela 4.3: Tarifário da empresa.

Audiovisual	Ponta	Cheia	Vazio	Super Vazio	Pot. Contratada	Pot. Horas de Ponta	Reativa Consumida
(€/mês)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kW)	(€/kW/dia)	(€/kVArh)
2,85	0,108167	0,097752	0,071455	0,06456	0,032	0,2263	0,009141

Os valores presentes na tabela 4.3 não têm incluído o IVA. Este valor é de 6% para o Audiovisual e de 23% para os restantes.

Como exemplo, a fatura do mês de novembro de 2016 está disponível em [A](#).

De forma a compreender melhor a utilização energética da fábrica, estudou-se o uso que faz de cada um dos regimes presentes no tarifário (Ponta, Cheia, Vazio e Super Vazio). Assim, está disponível na tabela 4.4 o resumo das informações:

Tabela 4.4: Estatísticas sobre o tarifário.

Regime	Horas (%)	Consumo (%)	Fatura (%)
Ponta	9,8	12,4	14,3
Cheia	43	50,7	54,2
Vazio	30,3	20,9	18,9
Super Vazio	16,9	16	12,6

A coluna "Horas (%)" representa o volume de horas, das 8760 horas anuais, que pertencem a cada regime.

A coluna "Consumo (%)" demonstra a porção do consumo total da fábrica que acontece em cada regime.

A coluna "Fatura (%)" é responsável pelo peso que cada tipo de regime tem sobre a fatura anual.

Como se pode constatar na tabela 4.4, na maioria das horas de funcionamento a tarifa a que está a ser paga a eletricidade consumida é a "Cheia". O principal volume de consumo dá-se no regime "Cheia" e é também aqui que está a maioria do que é pago anualmente pelo fornecimento de energia da fábrica.

Na figura 4.5 é possibilitada a análise, para cada hora, do uso que se faz de cada tipo de tarifa existente no contrato.

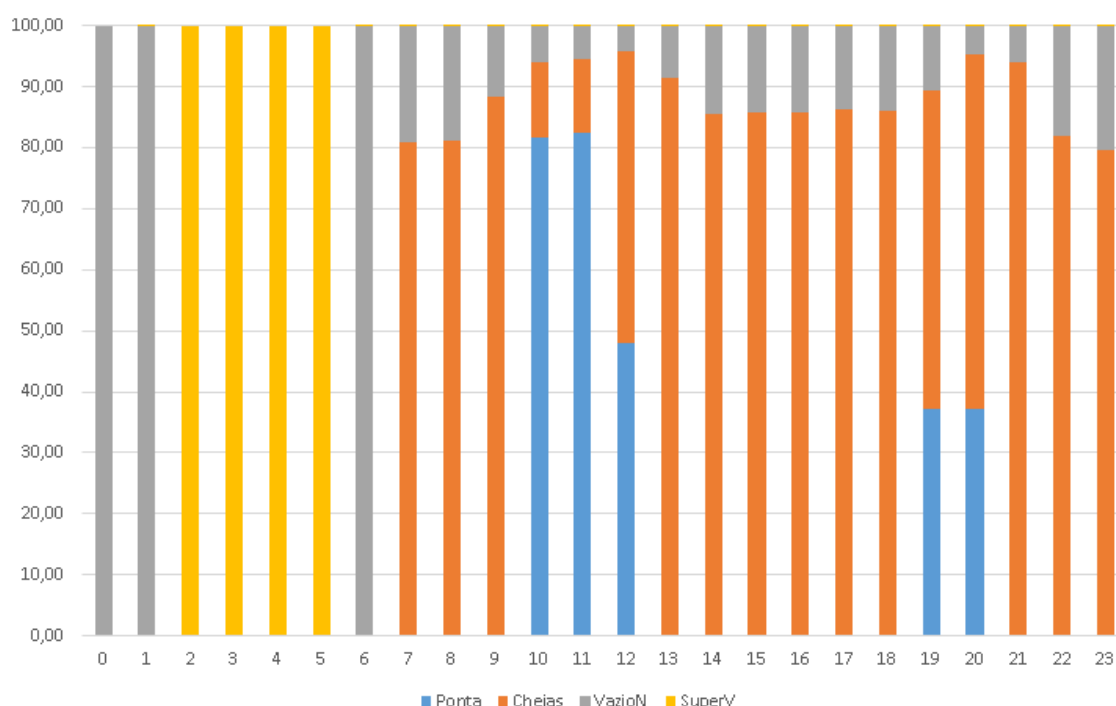


Figura 4.5: Distribuição (%), por hora, do regime de tarifário usado.

Para análise, por exemplo, às 10 horas, em cerca de 80% dos dias é usado o regime Ponta, 15% dos dias o Cheia e 5% o Vazio. Às 2, 3, 4 e 5 horas apenas se faz uso do Super Vazio. Às 0, 1 e 6 apenas se socorre do Vazio. O regime Ponta é usado somente às 10, 11, 12, 19 e 20 horas.

Em cada mês há potência diferente para as horas de ponta. Apesar da potência contratada ser de 456 kW, mensalmente, a empresa faz um ajuste de potência, contratando um valor mais alto a este.

Os dados relativos à aquisição de potência por parte da têxtil estão disponíveis na tabela 4.5.

Tabela 4.5: Características do tarifário mensal.

Mês	Pot. Horas de Ponta (kW)	Pot. Contratada (kW)	Fatura (€)
janeiro	331	560	25527
fevereiro	431	560	30691
março	376	472	25669
abril	366	472	28889
maio	399	480	32098
junho	409	512	32089
julho	413	512	30007
agosto	395	512	28301
setembro	169	512	14910
outubro	373	512	26599
novembro	387	536	29482
dezembro	430	536	29740
Média	373	515	27815

A fatura anual paga pela empresa à Iberdrola ronda os 333800€.

A Reativa Consumida tem um peso de cerca de 0,25% na fatura anual. Devido a isto e aliado à sua dificuldade de previsão, decidimos ignorar esta parcela para o cálculo.

O consumo médio anual é de 296kWh.

Os dados relativos ao consumo encontram-se na tabela 4.6.

4.3 Consumos da instalação

Fazendo uso das faturas e dos dados disponibilizados *online* pela Iberdrola, conseguimos analisar de forma meticulosa as variações de consumo da fábrica para cada hora, durante todos os dias do ano.

Na tabela 4.6 está disponível o total para cada mês do ano.

Tabela 4.6: Consumo da fábrica.

Mês	Consumo (kWh)
janeiro	242680
fevereiro	198358
março	226568
abril	264166
maio	262030
junho	235448
julho	219072
agosto	97597
setembro	204900
outubro	231444
novembro	237236
dezembro	189034
Média	217034
Total	2604403

Pela tabela 4.6, é fácil perceber que o mês de agosto é aquele em que o consumo é menor. Isto deve-se ao facto da fábrica interromper a sua laboração durante cerca de 15 dias. No mês de dezembro, também existe uma paragem para férias, contudo, é menos significativa, dado que a interrupção é menor.

Na figura 4.6 está representada a variação mensal do consumo ao longo de um ano.

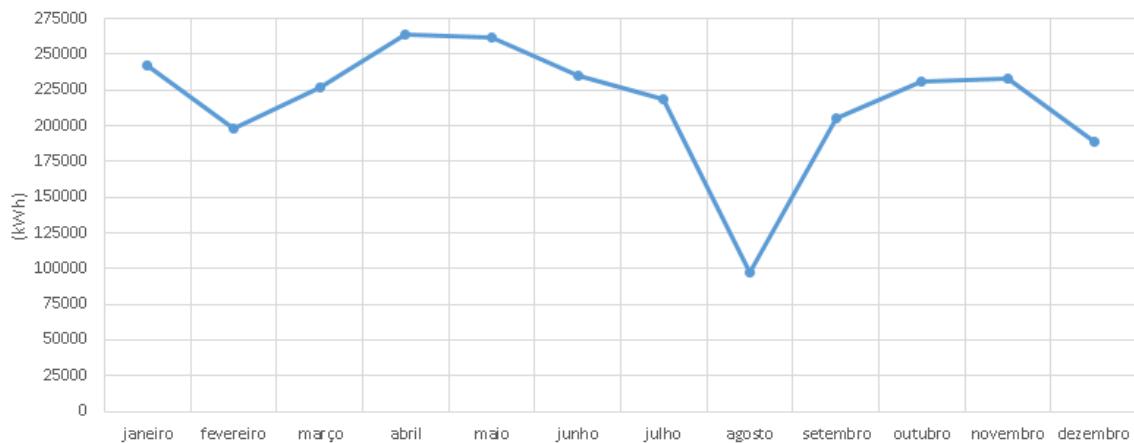


Figura 4.6: Variação do consumo da fábrica, em kWh.

É importante perceber a variação do consumo por cada hora do dia, assim, conseguimos conhecer o consumo de um dia típico da fábrica.

Desta forma, decidimos dividir a análise em sábado, domingo e dia da semana (segunda-feira a sexta-feira).

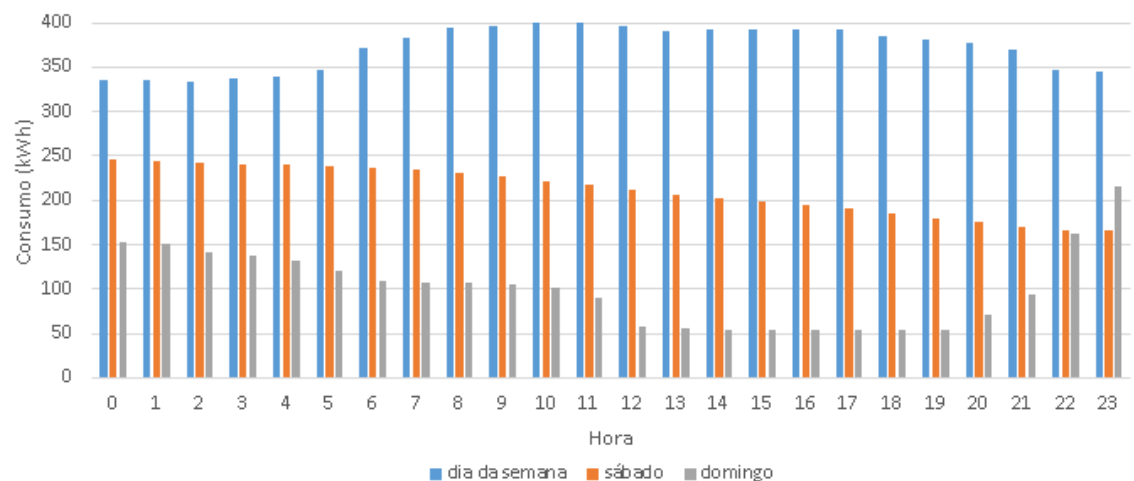


Figura 4.7: Variação média do consumo, durante um dia da semana, sábado e domingo, em kWh.

Na figura 4.7 está presente a média do consumo, em kWh, de um dia típico da semana, sábado e domingo. Estes valores foram calculados tendo por base os dados de todos os dias do ano, de cada um dos três tipos. Como se percebe pela figura 4.7, o consumo ocorrido na fábrica durante os dias da semana é mais elevado do que ao fim de semana. De uma forma geral, o consumo é equilibrado nas várias horas.

4.4 Potência máxima a instalar

Tal como referido em 3.4.1.1, através do Decreto-Lei n.º 153/2014 [110], a potência de ligação da unidade de produção de autoconsumo tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo, ou seja, a soma da potência dos inversores presentes no projeto tem de ser inferior a 456kW.

A isto, junta-se o facto da potência da unidade de produção de autoconsumo não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação. Assim, a potência autorizada para instalação é, no máximo, 912kW.

4.5 Energia injetada na rede

O principal objetivo da instalação fotovoltaica é a produção de energia elétrica para a instalação de consumo. Contudo, o excedente produzido é injetado na RESP, evitando o desperdício [110].

A remuneração a ser paga ao produtor é feita de acordo com o referido em 3.4.1.2.

Ao longo do ano de 2016, o preço médio de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia para Portugal foi de 38,98€/MWh [111].

4.6 Painéis escolhidos

Os painéis usados para o projeto são os G Series GENIUS 4BB, da MPrime by Martifer Solar de 260W. A potência para os painéis foi escolhida em parceria com o coorientador, esta decisão foi tomada de forma a conseguir rentabilizar a potência instalada no espaço disponível.

Para além de serem fabricados em Portugal, apresentam um bom rendimento e uma boa relação qualidade/preço [112].

Este painel, composto por silício policristalino, possui uma textura interna que aumenta a absorção de radiação solar e tem elevada resistência mecânica [113].

É um modelo que assegura uma degradação linear da *performance* até 25 anos e uma garantia do produto de 10 anos.

Na tabela 4.7 estão presentes algumas das principais características do painel.

Tabela 4.7: Características do painel.

Potência Nominal (Wp)	260
Eficiência (%)	16
Corrente MPP (A)	8,52
Tensão MPP (V)	30,5
Tensão Circuito Aberto (V)	37,8
Corrente Curto Circuito (A)	9,06
Dimensões (m)	$1,64 \times 0,992 \times 0,04$

Para uma consulta mais aprofundada, a *datasheet* do painel está disponível para consulta em [B](#).

4.7 Colocação dos painéis

A colocação dos painéis será feita sobre os telhados previamente apresentados em [4.1.2](#).

Para esta implementação, deve-se ter em atenção aquelas que são definidas como as condições ideais de instalação, referenciadas em [4.1.4](#).

Tendo por base as informações disponíveis sobre os telhados na tabela [4.1](#), as condições ótimas não se verificam em nenhum dos telhados. Desta forma, para atingir este objetivo, teriam de ser aplicadas estruturas de suporte para os painéis, dando-lhes a inclinação e orientação desejadas. Esta estrutura teria um custo extra associado à instalação de cada painel. Para além disto, a instalação desta estrutura iria colocar um peso adicional sobre o telhado.

Contudo, o principal problema deve-se ao facto do telhado ter uma estrutura frágil, que não iria aguentar com a força do vento que incidia sobre os módulos, existindo o forte risco de serem arrancados do telhado, caso estes tenham uma inclinação além da do telhado.

Dito isto, se quiséssemos aplicar as condições ótimas, definidas em [4.1.4](#), teria de ser feito um reforço da estrutura do telhado, que iria elevar o custo da instalação fotovoltaica para um preço incomportável para o cliente.

Desta forma, em consonância com o coorientador, decidimos que o ideal seria colocar os painéis paralelos aos telhados. Assim, as características para aplicação dos módulos, em termos de inclinação e orientação, seriam as mesmas dos locais nos quais estão instalados.

4.8 FV produzido nos telhados

Os telhados a analisar já foram apresentados anteriormente em [4.1.2](#) e estão presentes na figura [4.2](#). As principais características de cada um estão representadas na tabela [4.1](#).

Na tabela [4.8](#) estão presentes as características dos telhados, comparadas com as condições ideais de instalação.

Tabela 4.8: Características dos telhados.

Telhado	Inclinação (°)	Azimute (°)	FV Produzido (kWh)	Comparação (%)
<i>Ideal</i>	35	0	1390	100
1	15	68	1230	-11,51
2	15	23	1310	-5,76
3	15	158	1010	-27,34
4	14	23	1310	-5,76
5	14	158	1020	-26,62
6	16	82	1190	-14,39
7	14	22	1310	-5,76
8	15	96	1160	-16,55
9	15	82	1190	-14,39
10	26	172	828	-40,43
11	0	0	1190	-14,39
12	17	116	1080	-22,30
13	15	64	1240	-10,79
14	16	64	1240	-10,79
15	15	23	1310	-5,76
16	22	117	1040	-25,18

O valor do FV produzido corresponde à energia que é viável de atingir anualmente, com 1 kW. Este resultado foi obtido com a ajuda do *software online* PVGIS.

Na coluna "Comparação (%)" temos o valor, em percentagem, de FV produzido a menos para cada um dos telhados, quando comparados com as condições ideais.

Desta forma, os painéis fotovoltaicos devem ser instalados, de forma prioritária, nos telhados que lhes permitem obter um maior valor de energia produzida. Deste modo, a ordem de instalação nos telhados deverá ser a seguinte: 2, 4, 7, 15, 13, 14, 1, 6, 9, 11, 8, 12, 16, 5, 3 e 10.

4.8.1 Potência máxima por telhado

Com a ajuda do modelo 3D da fábrica produzido no *software* SketchUp e com o *plugin* Skelion, ficou-se a conhecer a quantidade máxima de painéis que era concebível instalar em cada telhado e consequentemente a potência máxima.

Nesta fase não se teve em conta o sombreamento que pode ocorrer sobre os painéis.

Para cada telhado foram feitos 4 testes, em cada um usou-se uma disposição diferente dos painéis:

- Modo 1: Painéis na horizontal, com espaçamento de 25cm entre fileiras;
- Modo 2: Painéis na horizontal, com espaçamento de 25cm entre colunas;
- Modo 3: Painéis na vertical, com espaçamento de 25cm entre fileiras;

- Modo 4: Painéis na vertical, com espaçamento de 25cm entre colunas;

O espaçamento foi aconselhado pelo orientador.

A potência máxima capaz de se instalar para cada modo está presente na tabela 4.9.

Tabela 4.9: Potência máxima em cada telhado.

Telhado	Modo 1 (kW)	Modo 2 (kW)	Modo 3 (kW)	Modo 4 (kW)	Modo ideal
1	21,06	25,74	24,96	21,84	2
2	91,26	102,96	102,7	88,92	2
3	91	102,7	102,44	88,66	2
4	87,62	94,38	93,34	88,66	2
5	75,66	85,8	74,36	77,74	2
6	7,28	7,28	7,54	7,28	3
7	7,8	8,06	7,28	7,02	2
8	78,78	88,14	85,28	86,58	2
9	71,5	73,58	69,16	64,22	2
10	7,02	8,06	4,16	6,5	2
11	26	31,2	30,42	30,42	2
12	8,58	9,62	9,36	8,32	2
13	21,84	22,88	20,8	17,68	2
14	11,44	11,44	14,56	15,6	4
15	22,62	27,04	24,96	21,84	2
16	7,8	7,54	6,76	5,98	1
Total	637,26	706,42	678,08	637,26	711,1

Na coluna "Modo ideal", está presente o tipo de disposição que deve ser aplicada em cada telhado, de forma a maximizar a instalação de potência.

4.9 Metodologia de cálculo

Para a determinação da potência ideal a instalar foi desenvolvido um algoritmo de cálculo. Este algoritmo relaciona a poupança conseguida através da instalação de FV, com o investimento efetuado no projeto, cruzando com o cálculo do custo, resulta no *payback*.

Ao invés de comprar eletricidade à rede abastecedora, esta terá como origem a unidade de autoconsumo no local. Maioritariamente, é desta forma que será feita a principal poupança financeira.

Esta metodologia será explicada de seguida, com maior grau de detalhe.

Neste momento, para cada hora, sabemos a energia FV produzida por 1kW instalado, o consumo real da fábrica, o regime de consumo e o preço a ser pago pela energia injetada. Por conseguinte, falta calcular, em cada hora do ano, a energia FV produzida pela potência total instalada e o valor pago pela energia consumida.

Isto posto, o cálculo para a energia FV produzida pela potência instalada dá-se da seguinte forma:

$$ProduçãoFV = FV_{1kW} \times Pot_{instalada} \quad (4.1)$$

- FV_{1kW} : Energia FV produzida por 1kW instalado (kWh);
- $Pot_{instalada}$: Potência total instalada (kW);

Este cálculo foi replicado em cada uma das 8760 horas anuais.

De forma paralela, para uma hora, o cálculo para o valor pago pela energia consumida é efetuado do seguinte modo:

$$Faturaantes = Audiovisual + PotênciaHorasdePonta + PotênciaContratada + Regime \quad (4.2)$$

$$Audiovisual = 1,06 \times \frac{€_{Audiovisual}}{24 \times n_{dias}} \quad (4.3)$$

- $€_{Audiovisual}$: Valor a pagar mensalmente devido ao Audiovisual (€);
- 1,06: É o valor do IVA de 6%;
- 24: Refere-se ao número de horas do dia;
- n_{dias} : Representa o número de dias do mês;

$$PotênciaHorasdePonta = 1,23 \times Pot_{hponta} \times \frac{€_{Pot_{hponta}}}{24} \quad (4.4)$$

- 1,23: Refere-se ao valor do IVA a pagar, neste caso, é de 23%;
- Pot_{hponta} : Valor contratado da Potência Horas de Ponta (kW);
- $€_{Pot_{hponta}}$: Taxa a pagar pela Potência Horas de Ponta (€/kW);

$$PotênciaContratada = 1,23 \times Pot_{contratada} \times \frac{€_{Pot_{contratada}}}{24} \quad (4.5)$$

- $Pot_{contratada}$: Valor da Potência Contratada (kW);
- $€_{Pot_{contratada}}$: Taxa a pagar pela Potência Contratada (€/kW);

$$Regime = 1,23 \times consumo \times \epsilon_{regime} \quad (4.6)$$

- consumo: Valor do consumo na fábrica (kWh);
- ϵ_{regime} : Tarifa a ser aplicada de acordo com o regime que está a ser usado para cada hora (€/kW);

Para se saber quando a Produção FV é usada para Autoconsumo ou não, é realizado o seguinte teste:

$$\begin{aligned} \text{Autoconsumo : } & \text{Se}(\text{consumo} > \text{ProduçãoFV}) \\ & \text{Autoconsumo} = \text{ProduçãoFV} \\ & \text{Senão} \\ & \text{Autoconsumo} = \text{consumo} \end{aligned} \quad (4.7)$$

De forma a descobrir o real consumo da fábrica, de energia a partir da rede, aplica-se o seguinte teste:

$$\begin{aligned} \text{Consumoliquido : } & \text{Se}(\text{consumo} > \text{ProduçãoFV}) \\ & \text{Consumoliquido} = \text{consumo} - \text{ProduçãoFV} \\ & \text{Senão} \\ & \text{Consumoliquido} = 0 \end{aligned} \quad (4.8)$$

A energia injetada na rede é verificada da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{Injetadaliquida : } & \text{Se}(\text{ProduçãoFV} > \text{consumo}) \\ & \text{Injetadaliquida} = \text{ProduçãoFV} - \text{consumo} \\ & \text{Senão} \\ & \text{Injetadaliquida} = 0 \end{aligned} \quad (4.9)$$

Os ganhos com a energia injetada são calculados como de seguida:

$$\text{Proveitosdainjetada} = 0,9 \times \text{Injetadaliquida} \times \text{PreçoMercado} \quad (4.10)$$

A *Fatura depois* é calculada da mesma forma que a *Fatura antes*, contudo, irá existir uma mudança no cálculo do Regime:

$$Regime = 1,23 \times (Consumo líquido) \times \epsilon_{regime} \quad (4.11)$$

Posto isto, o cálculo da Poupança faz-se do seguinte modo:

$$Poupança = Fatura antes - Fatura depois \quad (4.12)$$

Para ficar a conhecer os Proveitos do projeto, estes são calculados como se apresenta de seguida:

$$Proveitos = Proveitos da injeção + Poupança \quad (4.13)$$

Estes cálculos são replicados em cada uma das 8760 horas anuais.

Depois de saber todos estes parâmetros, podem ser calculados alguns índices que nos permitem ter uma maior sensibilidade sobre o projeto, tanto a nível financeiro como energético.

$$Proveitos anuais (€) = \sum Proveitos \quad (4.14)$$

$$Investimento (€) = Pot_{instalada} \times Custo \quad (4.15)$$

$$Payback (anos) = \frac{Investimento}{Proveitos anuais} \quad (4.16)$$

$$Poupança anual (\%) = \frac{Proveitos anuais}{Fatura antes} \quad (4.17)$$

$$Autoconsumo(\%) = \frac{Autoconsumo}{ProduçãoFV} \quad (4.18)$$

$$EnergiaconsumidaFV(\%) = \frac{Autoconsumo}{consumo} \quad (4.19)$$

4.9.1 Exemplo de cálculo

Como forma de exemplo, a metodologia anteriormente explicada, será aplicada sob as condições ideais de instalação no dia 16 de julho, às 11 horas.

O regime era de Cheia.

A energia produzida por 1kW de fotovoltaico instalado será de 0,61kWh, às 11 horas.

Considerou-se que tinham sido instalados 570kW de potência FV.

O consumo era 276kWh.

O preço da energia do mercado era de 69,1(€/MWh).

$$ProduçãoFV = 0,61 \times 570 = 347,86kWh \quad (4.20)$$

$$Audiovisual = 1,06 \times \frac{2,85}{24 \times 31} = 0,004€ \quad (4.21)$$

$$PotênciaHorasdePonta = 1,23 \times 413 \times \frac{0,2263}{24} = 4,79€ \quad (4.22)$$

$$PotênciaContratada = 1,23 \times 512 \times \frac{0,0397}{24} = 0,84€ \quad (4.23)$$

$$Regime = 1,23 \times 276 \times 0,097752 = 33,18€ \quad (4.24)$$

$$Faturaantes = 0,004 + 4,79 + 0,84 + 33,18 = 38,814\text{€} \quad (4.25)$$

$$Autoconsumo = 276\text{kWh} \quad (4.26)$$

$$(4.27)$$

$$Injetadaliquida = 347,86 - 276 = 71,86\text{kWh} \quad (4.28)$$

$$Consumoliquido = 0 \quad (4.29)$$

$$Proveitosdainjetada = 0,9 \times 71,86 \times 0,0691 = 4,4689\text{€} \quad (4.30)$$

$$Regime = 1,23 \times 0 \times 0,097752 = 0 \quad (4.31)$$

$$Faturadepois = 0,004 + 4,79 + 0,84 + 0 = 5,634\text{€} \quad (4.32)$$

$$Poupança = 38,814 - 5,634 = 33,18\text{€} \quad (4.33)$$

$$Proveitos = 4,4689 + 33,18 = 37,6489\text{€} \quad (4.34)$$

Na figura 4.8 é personalizada a situação que ocorre na hora estudada para este exemplo de cálculo.

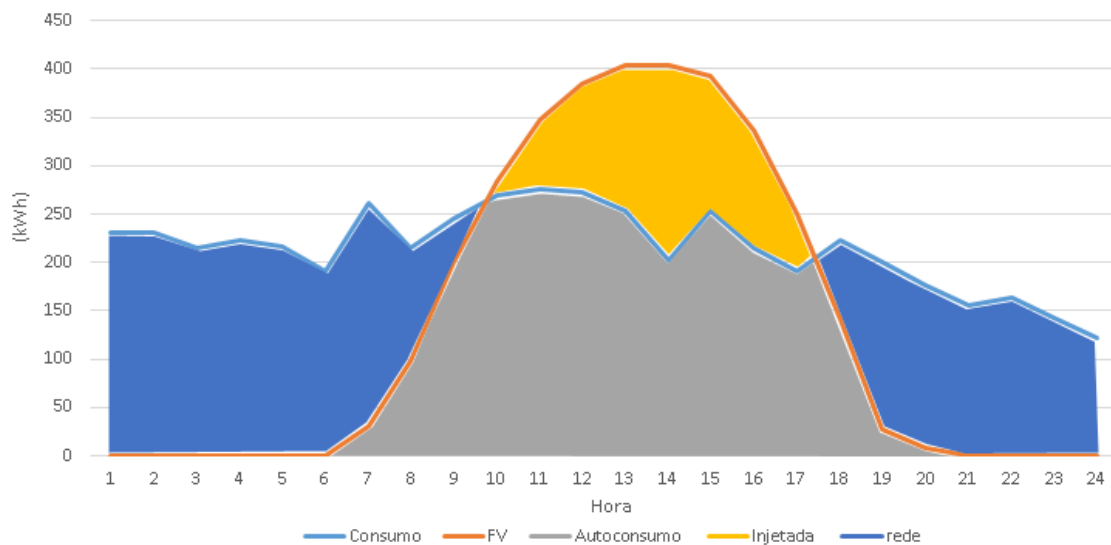


Figura 4.8: Situação ocorrida no dia 16 de julho, às 11 horas.

4.9.2 Custo de instalação de sistemas FV

De forma a descobrir a potência ideal a instalar na unidade de consumo é necessário ter uma previsão inicial dos custos que irão estar envolvidos.

Com base na experiência do coorientador em projetos anteriores, o custo das instalações deste tipo ronda os 1000€ por kW instalado.

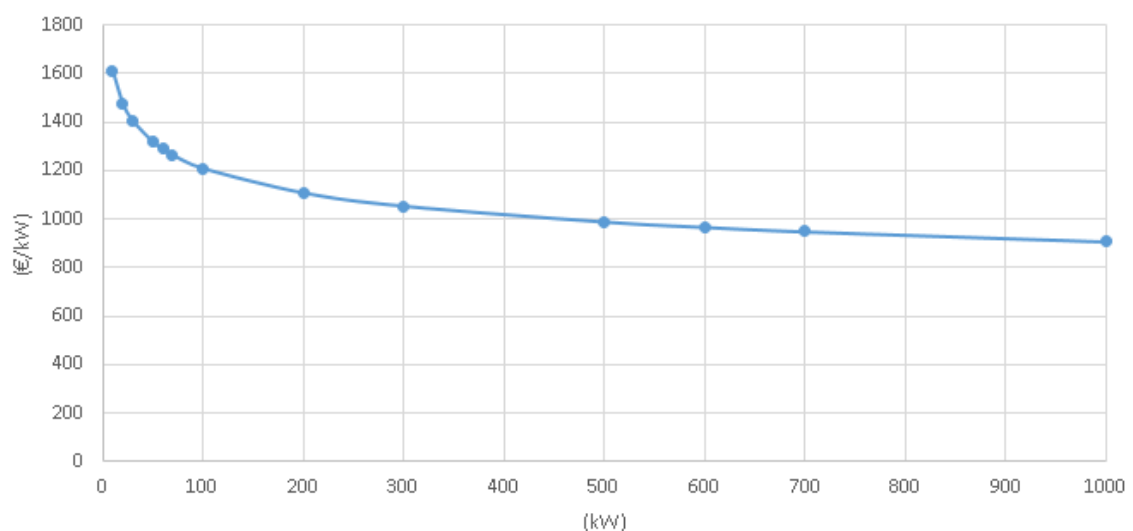


Figura 4.9: Variação do preço a pagar pela potência instalada (€/kW)

Tendo em conta a variação do custo do fotovoltaico ao longo dos últimos anos, demonstrada em 3.5.3 e o modelo concebido por Cláudio Monteiro para o custo de produção FV, que relaciona

o custo de uma instalação FV com a potência instalada [114], foi proposto que para efeitos de otimização da potência do sistema de autoconsumo, o custo total de instalação (em €/kW, incluindo o IVA a 23%) varia com a potência, em kW, de acordo com a figura 4.9 [115, 116].

De forma a obter uma perceção dos custos, alguns dos valores presentes na figura 4.9 estão discriminados na tabela seguinte:

Tabela 4.10: Preço a pagar pela potência instalada.

kW instalado	Preço (€/kW)
10	1612
20	1478
30	1405
50	1318
60	1289
70	1264
100	1209
200	1109
300	1054
500	989
600	966
700	948
1000	907

Posto isto, aplicamos um modelo em que o Custo (€/kW) diminuiria com o aumento da dimensão do sistema, para uma instalação de fotovoltaico entre 10kW e 1MW, mas com um preço médio de 1000 € por kW.

Assim sendo, assume-se que o custo da energia produzida é menor com potências mais elevadas, segundo uma lei de potência [117].

Através do Microsoft Excel e usando os pressupostos exibidos anteriormente, criou-se uma fórmula para a variação do custo por potência instalada. Deste modo, obtivemos:

$$Custo = 2150 \times p^{-0,125} \quad (4.35)$$

- p : Expressa a quantidade de potência a instalar (kW);
- $Custo$: Representa o custo a pagar pela instalação de potência (€/kW);

Os dados da figura 4.9 comprovam o modelo criado, quanto maior é a potência instalada, menor será o valor a pagar.

4.9.3 Cálculo da potência ideal

Neste ponto, será calculada a potência ideal a instalar tendo em conta as condições ideais definidas em 4.1.4. Não foi feita distinção entre telhados, ou seja, foi considerado que hipoteticamente

todos estavam construídos pelas condições ideais.

A potência ideal a instalar será aquela que nos dará um *payback* mais baixo.

Depois de definida em 4.9 a metodologia de cálculo, esta será replicada em cada uma das 8760 horas anuais.

Desta forma, os resultados obtidos estão disponíveis na tabela 4.11.

Tabela 4.11: Resultados obtidos para a potência ideal.

Potência FV instalada (kW)	570
Custo FV (€)	972
Payback	6 anos e 7 meses
Investimento (€)	554407
Proveitos anuais (€)	83396
Proveitos injetada (€)	6509
Poupança anual (%)	25
Injetada (%)	19
Autoconsumo (%)	81
Energia consumida FV (%)	25

Assim, a potência ideal a instalar no local seria de 570kW, com um custo esperado de 972€/kW.

4.9.4 Aplicação às condições dos telhados

Neste ponto, a potência ideal de instalação será calculada tendo em atenção que os painéis são aplicados de forma paralela ao telhado, desta forma, as condições que se verificam são as que estão disponíveis para os telhados. Para este caso, foram selecionadas as potências máximas possíveis de serem instaladas para cada um.

Assim, esta estimativa é a mais realista e aquela vai ser estudada.

Os telhados selecionados para instalação de potência foram ordenados pela forma referida em 4.8, que tem em conta a produção de energia elétrica por 1kW.

Neste momento não foram considerados os efeitos de sombreamento sobre os painéis.

A potência ideal a instalar será aquela que nos dará o *payback* ideal, ou seja, o período de retorno mais baixo.

A distribuição da potência pelos telhados foi feita da seguinte forma, tal como está na tabela 4.12

Tabela 4.12: Distribuição de potência, em kW, pelos telhados.

Telhado 2	Telhado 4	Telhado 7	Telhado 15	Telhado 13	Telhado 14	Telhado 1	Telhado 6	Telhado 9	Telhado 11	Telhado 8
102,96	94,38	8,06	27,04	22,88	15,6	25,74	7,54	73,58	31,2	88,14

Os resultados obtidos para as condições de instalação nos telhados e tendo em conta a distribuição exibida anteriormente, estão presentes na seguinte tabela:

Tabela 4.13: Resultados obtidos para as condições dos telhados.

Potência FV instalada (kW)	497,12
Custo FV (€)	989
Payback	7 anos e 4 meses
Investimento (€)	491860
Proveitos anuais (€)	66390
Proveitos injetada (€)	4394
Poupança anual (%)	20
Injetada (%)	17
Autoconsumo (%)	83
Energia consumida FV (%)	20

Se fossem incluídos os 9,62 kW que poderiam ser instalados no telhado 12, o payback iria subir para 7 anos e 5 meses. Foi verificado que a inclusão de mais algum painel no telhado 12 não era viável, pois o tempo de retorno do investimento aumentava. Este sinal representa que a instalação desta potência já não era a ideal.

Assim, a potência ideal a ser instalada seriam os 497,12kW, com um custo de 989€/kW.

4.10 Potência instalada

Neste ponto, sabemos que a potência ideal a instalar, tendo em conta os consumos e as condições disponíveis pelos telhados, seria de 497,12 kW.

Esta potência instalada estaria distribuída pelos telhados 2, 4, 7, 15, 13, 14, 1, 6, 9, 11 e 8.

Contudo, não se sabe ainda se será viável serem aí instalados, uma vez que ainda não foi realizado um estudo sobre o sombreamento que assola o local.

Com este objetivo, será elaborado um estudo sobre o sombreamento do local e será estabelecida a potência final a ser instalada nos telhados da fábrica.

4.10.1 Estudo do sombreamento

De forma a maximizar a produção de energia ao longo do ano, é essencial que as perdas por sombreamento dos painéis sejam reduzidas.

Usando o modelo 3D desenvolvido no SketchUp, aplicou-se a ferramenta *Erase panels* fornecida pelo *plugin* Skelion. Esta aplicação elabora um relatório anual com uma estimativa das horas de sombra que atingem os painéis, das horas totais de Sol disponíveis.

No anexo C está presente um exemplo do relatório de sombreamento.

Assim, as perdas máximas aceitáveis devido ao sombreamento serão de 1%. Os painéis que apresentem um sombreamento superior, serão eliminados.

Desta forma, sabemos que a potência a instalar, depois de realizado o estudo de sombreamento, será inferior à potência ideal a instalar, dado que serão retirados os painéis que não obedecerem ao critério.

Nos telhados em que não existe sombreamento, será aplicado o modo que permite instalar maior potência, tal como em 4.8.1.

Para os telhados em que há efeito de sombra, terá de ser analisado o modo aplicado, de forma a minimizar as perdas por sombreamento. Posto isto, será necessário realizar um novo estudo da disposição dos painéis, de acordo com os 4 modos exemplificados anteriormente em 4.8.1, de forma a que se instale o máximo de potência e simultaneamente manter as perdas por sombreamento dentro dos limites exigíveis.

Depois de vários ensaios, pudemos atingir algumas conclusões com os dados obtidos. Nos telhados 7 e 11, devido ao elevado sombreamento que atinge o local, não será instalado nenhum painel. Nos telhados 1 e 15 não há sombreamento, pelo que, serão instalados normalmente, tal como definidos em 4.9. Nos telhados 2, 4, 6, 8, 9, 13 e 14, há registo de sombreamento na colocação, logo, terá de ser realizado um estudo sobre qual o modo ideal de disposição do painéis, conjugando simultaneamente o sombreamento dentro dos limites e a maximização da potência instalada.

Desta forma, na tabela 4.14 está presente o modo ideal de instalação para cada um dos telhados estudados.

Tabela 4.14: Potência máxima a instalar em cada telhado, depois do teste de sombreamento.

Telhado	Modo 1 (kW)	Modo 2 (kW)	Modo 3 (kW)	Modo 4 (kW)	Modo ideal
2	83,46	94,12	93,6	80,86	2
4	40,04	47,06	46,8	40,56	2
6	7,28	7,02	7,02	7,02	1
8	44,72	48,88	53,04	49,66	3
9	71,24	73,32	69,16	64,22	2
13	12,74	13,26	13	11,44	2
14	9,62	10,14	8,84	9,88	2

4.10.2 Potência instalada final

Depois de realizado o estudo de sombreamento, pode ser definitivamente definida a potência fotovoltaica a instalar.

Posto isto, na tabela 4.15 está presente a capacidade fotovoltaica instalada em cada telhado, bem como o modo ideal de instalação para cada um.

Tabela 4.15: Potência a instalar em cada telhado.

Telhado	FV (kW)	Nº Painéis	Modo ideal
1	25,74	99	2
2	94,12	362	2
4	47,06	181	2
6	7,28	28	1
8	53,04	204	3
9	73,32	282	2
13	13,26	51	2
14	10,14	39	2
15	27,04	104	2
Total	351	1350	

Terminando este ponto, a potência total instalada deverá ser de 351kW, divididos por 1350 painéis e instalados em 9 telhados.

A figura 4.10 mostra a colocação dos painéis nos telhados da fábrica.

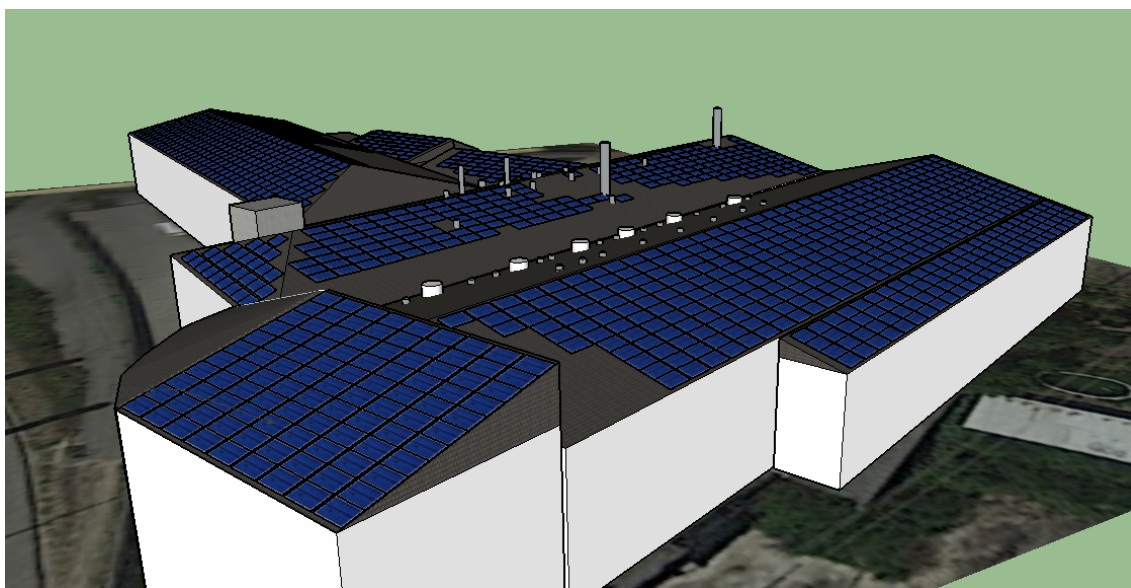


Figura 4.10: Disposição dos painéis nos telhados.

Para uma visualização mais pormenorizada da instalação, pode ser consultado o anexo D.

4.11 Análise energética

Relativamente à análise energética, depois de definida a potência instalada, consegue-se fazer um balanço a respeito da forma como a energia produzida será utilizada na fábrica.

A figura 4.11 revela uma maior perceção do modo como a energia é usada mensalmente e a variação mensal da produção de energia solar.

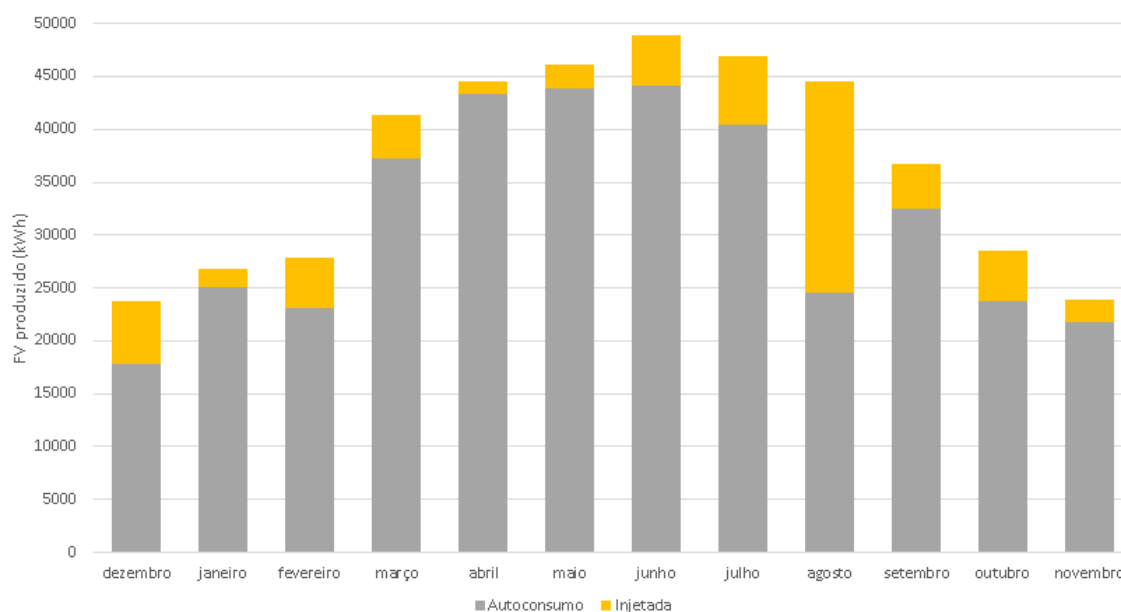


Figura 4.11: Utilização mensal da energia produzida, em kWh.

O mês de agosto é aquele em que há maior injeção de energia na rede. Como era de esperar, os meses de maio, junho, julho e agosto são aqueles em que há maior produção fotovoltaica.

Com a potência fotovoltaica instalada, serão gerados anualmente cerca de 440MWh. Desta produção, cerca de 378MWh, correspondente a 86%, será usada para autoconsumo. Os restantes 14%, equivalente a 62MWh, serão injetados na rede.

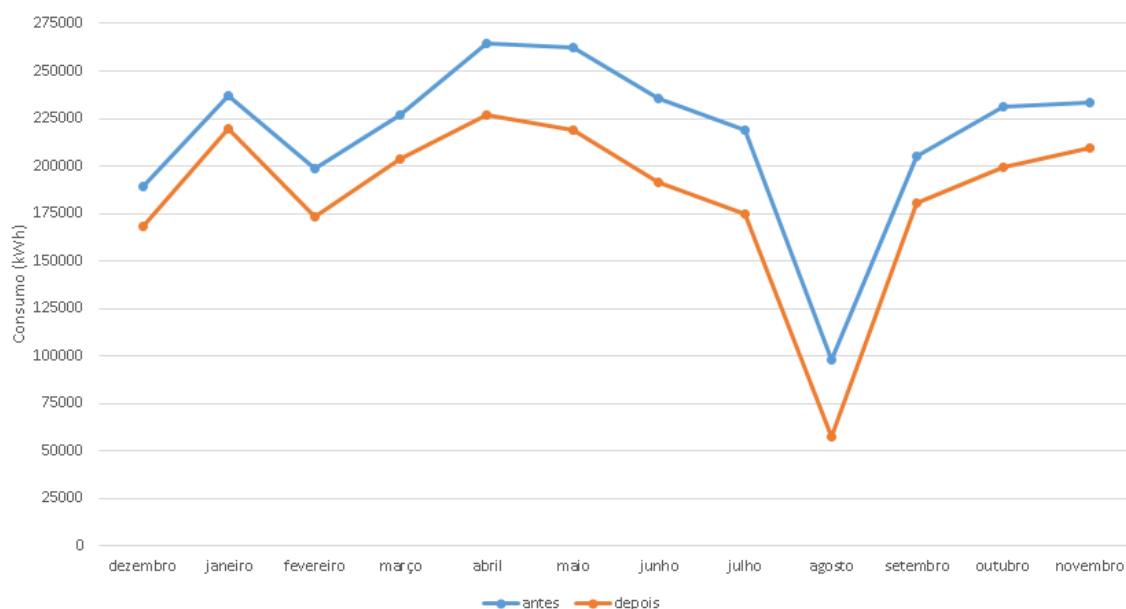


Figura 4.12: Comparação do consumo antes e depois da instalação da central.

Da eletricidade total anual utilizada pela fábrica, cerca de 15% serão provenientes da central presente nas suas instalações.

Na ilustração 4.12 está presente uma comparação, do consumo mensal em kWh, antes e depois da construção da central fotovoltaica.

Com a instalação do sistema fotovoltaico irá existir uma visível redução do consumo de eletricidade através do seu fornecedor energético.

4.11.1 Inversores escolhidos

O inversor irá permitir que a energia produzida pelo gerador fotovoltaico seja utilizada para consumo dos equipamentos internos à instalação, quer para ser entregue à rede pública de distribuição [118].

Por conselho do coorientador, os inversores a usar não deveriam ter potências muito altas, com isto, seria minimizado o impacto causado por eventuais avarias.

Os inversores escolhidos são os SUN2000-20KTL da Huawei. Esta escolha foi feita por sugestão do coorientador. Estes inversores têm uma excelente relação qualidade/preço e a sua utilização em instalações solares tem tido uma elevada expansão. Têm o índice de proteção IP65, que lhes permite serem instalados no exterior, expostos às condições meteorológicas.

Sendo a segurança uma das principais preocupações neste tipo de instalações, os SUN2000 já incluem proteção AC/DC, proteção contra descargas elétricas e a possibilidade de realizar secionamento do lado DC [119].

As principais características do inversor utilizado no projeto estão na tabela 4.16.

Tabela 4.16: Características do inversor.

Potência máxima de entrada (W)	22500
Máxima tensão de entrada (V)	1000
Corrente máxima por MPPT (A)	18
Corrente CC máxima por MPPT (A)	25
Corrente máxima de saída (A)	33,4
Tensão funcionamento MPPT (V)	250-850
MPPT	6
Entradas	3

Estes aparelhos apresentam uma eficiência máxima de 98,6%, são de fácil instalação e manutenção e permitem ainda a monitorização das strings.

Irão ser instalados no interior da fábrica e devem ser fixos em paredes capazes de aguentar com o seu peso e as vibrações resultantes do seu funcionamento.

Para uma consulta mais detalhada sobre este inversor, está presente no anexo E a sua folha de características.

4.11.2 Dimensionamento dos inversores

Será fixado pelo valor da tensão máxima do sistema, o número de módulos que o inversor terá, isto é, pelo valor da tensão DC máxima permitida para interligar os módulos FV em série e

também pelo valor da tensão máxima à entrada do inversor.

A variação da temperatura tem influência direta na tensão dos painéis. No inverno, devido às temperaturas mais baixas, a tensão das strings em circuito aberto aumenta. Com o calor do verão, acontece o fenómeno oposto, ou seja, as temperaturas mais altas fazem com que a tensão em circuito aberto baixe.

Nada obstante, não é aconselhável que o limite inferior e superior da tensão de entrada, imposta pelo fabricante em cada MPPT, seja ultrapassado [120].

Recorrendo a estes dois cenários, foi calculada a tensão nos painéis para os casos extremos de temperatura, ou seja, para -10°C e para 70°C . Todavia, estes valores são apenas teóricos, pois não correspondem a temperaturas registadas no local da instalação.

Considera-se como sendo 25°C a temperatura normal de funcionamento.

$$V_{ca}(-10^{\circ}) = \left(1 - \frac{\Delta T \times \beta}{100}\right) \times V_{ca} \quad (4.36)$$

- ΔT : Variação da temperatura ($^{\circ}\text{C}$);
- β : Coeficiente de temperatura da tensão ($\%/^{\circ}\text{C}$);
- V_{ca} : Tensão do painel em circuito aberto (V);

$$V_{mpp}(70^{\circ}) = \left(1 - \frac{\Delta T \times \beta}{100}\right) \times V_{mpp} \quad (4.37)$$

- V_{mpp} : Tensão MPP (V);

$$V_{ca}(-10^{\circ}) = \left(1 - \frac{(25 - (-10)) \times (-0,33)}{100}\right) \times 37,8 = 42,16\text{V} \quad (4.38)$$

$$V_{mpp}(70^{\circ}) = \left(1 - \frac{(70 - 25) \times (-0,33)}{100}\right) \times 30,5 = 35,02\text{V} \quad (4.39)$$

A tensão de funcionamento dos inversores corresponde ao somatório das tensões dos painéis ligados em série numa *string*. Uma vez que a tensão do painel é influenciada pela temperatura, é necessário considerar os dois casos extremos para determinar o número admissível de painéis por fileira [84].

Consultando a folha de características do painel e, sabendo os valores da tensão DC máxima admissível do inversor e da tensão V_{ca} do painel, chega-se aos resultados pretendidos.

O número mínimo de módulos FV por fileira será dado pela tensão mínima de funcionamento do inversor. A tensão mínima de funcionamento ocorre normalmente quando se atinge a temperatura máxima de funcionamento esperada para 70°C .

Desta forma, o número mínimo de painéis por fileira é calculado da seguinte forma:

$$N_{minpaineis} = \frac{V_{minDCinv}}{V_{mpp}(70^\circ)} \quad (4.40)$$

- $V_{minDCinv}$: Tensão mínima de operação (V);
- $V_{mpp}(70^\circ)$: Tensão do ponto de funcionamento máximo para altas temperaturas (V);

$$N_{minpaineis} = \frac{250}{35,02} = 7,13 \approx 8paineis \quad (4.41)$$

Neste inversor, o número mínimo de painéis por fileira é de 8.

Para o número máximo de painéis por fileira, o cálculo é em tudo semelhante:

$$N_{maxpaineis} = \frac{V_{maxDCinv}}{V_{ca}(-10^\circ)} \quad (4.42)$$

- $V_{maxDCinv}$: Tensão máxima de operação (V);
- $V_{ca}(-10^\circ)$: Tensão em circuito aberto do módulo para temperatura mínima considerada (V);

$$N_{maxpaineis} = \frac{1000}{42,26} = 23,71 \approx 23paineis \quad (4.43)$$

Para este inversor, o número máximo de painéis por fileira é de 23.

É necessário verificar que a soma das correntes provenientes de cada fileira em paralelo, para cada MPPT, não pode ser superior ao limite do inversor. Posto isto, o número máximo de fileiras em paralelo é calculado:

$$N_{maxfileiras} = \frac{I_{max_{inv}}}{I_{n_{fileira}}} \quad (4.44)$$

- $I_{max_{inv}}$: Corrente máxima de curto circuito por MPPT (A);
- $I_{n_{fileira}}$: Corrente verificada em cada fileira (A);

$$N_{maxfileiras} = \frac{25}{8,52} = 2,93 \approx 2fileiras \quad (4.45)$$

4.11.3 Distribuição dos módulos pelos inversores

Pelos cálculos realizados em 4.11.2, os inversores poderão agregar entre 8 a 23 painéis por *string* e o número máximo de *strings* em paralelo, por MPPT, é de 2. Cada entrada do inversor que esteja a ser usada, representa uma *string*.

Para analisar a distribuição dos painéis pelos inversores, será usado o FDI, tal como explicado em 3.6.3. Em concordância com o coorientador, foi definido que o inversor poderia ser subdimensionado até 10%.

A distribuição dos painéis pelo inversor foi realizada com o apoio de uma folha de cálculo fornecida pela marca Huawei, que está disponível para consulta no anexo F.

Tendo em conta as exigências referidas em 4.10.2 e sabendo as características do inversor selecionado, foi obtida a configuração para o inversor, que está referida na tabela 4.17.

Tabela 4.17: Dimensionamento do inversor.

MPPT	Entrada	Painéis
1	1	15
1	2	15
2	3	15
2	4	15
3	5	15
3	6	15
Total		90
FDI		96%

Como se pode comprovar por 4.11.2, a configuração feita para o inversor na tabela 4.17 está de acordo com os cálculos efetuados.

Assim, o número total de inversores necessários para cobrir o total de 1350 painéis é dado por:

$$N_{\text{inversores}} = \frac{1350}{90} = 15_{\text{inversores}} \quad (4.46)$$

Dado que vão ser usadas as 6 entradas de cada um dos 15 inversores, a instalação terá um total de 90 *strings*.

4.11.4 Localização dos inversores

Os inversores foram instalados da forma mais equilibrada possível, de acordo com as *strings* de ligação. O seu local foi pensado de forma a que a despesa com o cabo fosse minimizada, mas que todas as normas fossem cumpridas.

A localização dos inversores presentes na instalação está representada na figura seguinte:



Figura 4.13: Localização dos 15 inversores da instalação.

4.11.5 Ligação entre painéis e inversor

As ligações entre os painéis e os inversores devem ser estudadas previamente, uma vez que o uso excessivo de cabo pode sobrecarregar desnecessariamente o orçamento da obra.

De maneira a dar o uso correto ao cabo, realizou-se inicialmente um estudo no *software* PV-SOL sobre qual a maneira mais indicada para a ligação dos painéis.

Por conseguinte, onde os painéis estão dispostos na vertical, a cablagem deve percorrer a *string* horizontalmente, tal como presente na figura 4.14.

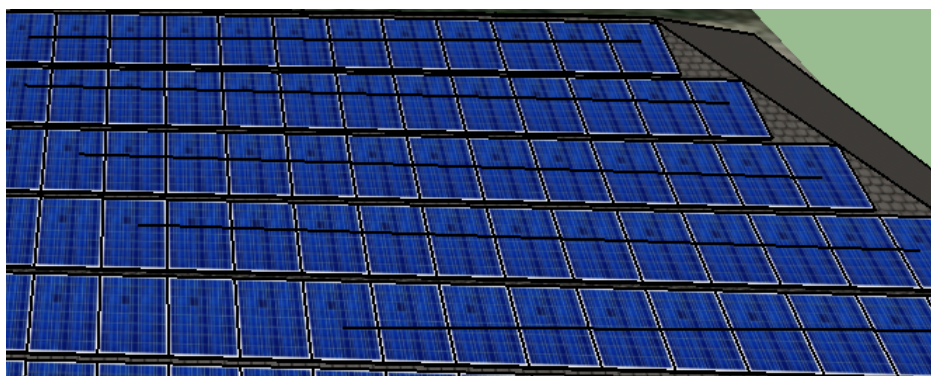


Figura 4.14: Ligação dos painéis que estão dispostos na vertical.

Nos telhados com os painéis na horizontal, a ligação feita pelo cabo deve ser realizada na vertical [4.15](#).

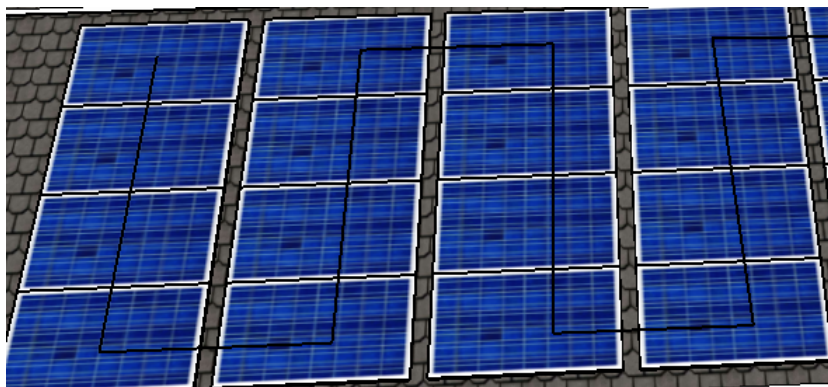


Figura 4.15: Ligação dos painéis que estão dispostos na horizontal.

Por conseguinte, usando o PVSOL e o SketchUp procedeu-se ao levantamento da quantidade de cabo que é necessário para efetuar a ligação entre os painéis e o inversor.

A distância total de cabo DC necessário para efetuar a ligação entre os painéis e o inversor será de 3,1km. A maior distância percorrida por um cabo de ligação entre painéis e o inversor é de 54,41m.

Estes valores têm incluída uma margem de segurança de 10%.

A distância que cada fileira percorre está presente para consulta no anexo [G](#).

4.11.6 Ligação entre inversores e QGBT

Os inversores deverão ser ligados a um quadro, designado por QAC, que de seguida será ligado ao QGBT. Este quadro estará montado junto ao QGBT.

Usando as mesmas ferramentas que em [4.11.5](#), consegue-se saber as medidas de cabo AC necessárias.

Sendo assim, para ligar os inversores ao QAC necessita-se de um total de 1,1km de cabo, em que o maior comprimento percorrido é de 112,42m.

Para finalizar a ligação entre o QAC e o QGBT é necessário um total de 5m de cabo, considerando 4m como o comprimento máximo a percorrer por este cabo.

Estas medições têm uma margem de segurança de 10%.

A distância de cada cabo que liga o inversor ao quadro está presente no anexo [H](#).

4.12 Dimensionamento das cablagens

Neste contexto, na instalação elétrica de um sistema fotovoltaico deve-se ter especial cuidado com as cablagens e apenas usar cabos que cumpram os requisitos para este tipo de aplicação. Em DC, as cablagens estão sujeitas à ação de forças de natureza eletromagnética e também ao aquecimento por efeito de Joule [\[121\]](#).

Os cabos instalados devem estar colocados em tubos ou canos, para os proteger da humidade e de animais que podem danificar os cabos e causar falhas no sistema [85].

De forma a potenciar a segurança na instalação, aconselha-se a utilização de calhas para os cabos que irão estar no interior da fábrica.

O dimensionamento da cablagem deve ser realizado para o pior caso presente na instalação. Deste modo, se este cumpre com os requisitos, todos os outros também irão ser cumpridos.

4.12.1 Cálculo da secção

Para descobrir a secção indicada para o cabo, usa-se a seguinte fórmula:

$$S = \frac{2 \times \sqrt{3} \times L \times I}{1\% \times V \times \sigma} \quad (4.47)$$

- 2: Condutor é de ida e volta (1 se trifásico);
- $\sqrt{3}$: Sistemas trifásicos;
- L : Comprimento do cabo (m);
- I : Corrente que percorre o cabo (A);
- 1%: Fator de perdas no cabo (1,5% se trifásico);
- V : Tensão máxima no cabo (400V se trifásico);
- σ : Condutividade do material (cobre=56m/Ωmm²);

4.12.2 Condições técnicas

De forma geral, o cabo tem de verificar a condição de queda de tensão e a condição de aquecimento.

4.12.2.1 Condição de queda de tensão

A secção calculada deve verificar a condição de queda de tensão:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 2 \times I_s \times L \times \left(\frac{\rho}{S} \times \cos \varphi \times \sin \varphi \right) \times \frac{100\%}{230} \quad (4.48)$$

- $\sqrt{3}$: Sistemas trifásicos;
- 2: Coeficiente para circuitos monofásicos (1 se trifásico);
- I_s : Corrente de serviço (A);
- L : Comprimento cabo da fileira (m);
- ρ : Resistividade dos condutores à temperatura em serviço normal (cobre=0,0225Ωmm²/m);

- S : Secção dos condutores (mm^2);
- $\cos \varphi$: Fator de potência ($\cos \varphi=1$; $\sin \varphi=0$);
- 230: Tensão nominal (400V se trifásico);

A queda de tensão máxima permitida na instalação é de 3% em condições CTS, mas a CERN-TIEL recomenda limitar esta queda de tensão a um máximo de 1% [122].

4.12.2.2 Condição de aquecimento

O cabo escolhido tem de verificar a condição seguinte:

$$I_s \leq I_z \quad (4.49)$$

- I_s : Corrente de serviço (A);
- I_z : Corrente máxima admitida pelo cabo escolhido (A);

4.12.3 Cabos DC

Na parte DC da cablagem da instalação, existirão dois cabos que ligam os painéis ao inversor, um para o polo positivo e outro para o negativo. Visto que são instalados no exterior, estes cabos devem ser dotados de bons níveis de segurança elétrica e de uma boa resistência climática [123].

Estes cabos devem ser entubados, uma vez que não suportam os raios ultravioletas. Por razões associadas à proteção contra falhas de terra e de CC, recomenda-se o uso de cabo monocondutores isolados para as linhas positivas e negativas [85].

Para determinar a secção do cabo DC é necessário ter em consideração os valores previstos de corrente que irão circular no mesmo.

De forma a descobrir a solução para o pior caso, considerou-se o maior comprimento da cablagem e o número máximo de painéis que existe na instalação numa só fileira.

Assim, aplicando a metodologia de 4.12.1:

$$S = \frac{2 \times 54,41 \times 9,06}{1\% \times (15 \times 30,5) \times 56} = 3,84 \quad (4.50)$$

A secção imediatamente superior corresponde a $4mm^2$.

Contudo, esta secção não cumpria a condição de queda de tensão, desta forma, foi necessário aumentar a secção para $10mm^2$, que suporta uma corrente 90A.

As duas condições técnicas estão calculadas de seguida:

$$\Delta U = 2 \times 9,06 \times 54,41 \times \left(\frac{0,0225}{10} \right) \times \frac{100\%}{230} = 0,96\% \leq 1\% \quad (4.51)$$

$$9,06 \leq 90 \quad (4.52)$$

Ambas as condições são verificadas e, portanto, é viável a escolha deste cabo.

O cabo escolhido é o XV $1 \times 10\text{mm}^2$ do fabricante CABELTE, um cabo com condutor de cobre, isolado com XLPE e uma corrente máxima admissível de 90A ao ar.

Para mais detalhes, pode ser consultado o anexo I.

4.12.4 Cabos AC

De modo consequente, no lado AC da instalação será necessário o dimensionamento de 2 tipos de cabos: um para ligar os inversores ao QAC e outro que liga o QAC ao QGBT.

Do lado AC os cabos são compostos por três fases, neutro e terra.

Os cabos AC devem ser dimensionados de forma a que as condições de aquecimento e queda de tensão sejam verificadas. Contudo, segundo as RTIEBT, os cabos tetrapolares de um ramal (três fases, neutro e condutor de proteção) a ligar entre os inversores e o QGBT, devem ter uma secção mínima de 6mm^2 .

Devido às suas melhores características de isolamento e propagação do fogo, os cabos devem ser isolados a XLPE [85].

4.12.4.1 Cabo do inversor para quadro

Neste ponto, é necessário ter em conta que o sistema é trifásico.

Através da metodologia de 4.12.1:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 112,42 \times 33,4}{1,5\% \times 400 \times 56} = 19,35 \quad (4.53)$$

A secção imediatamente superior corresponde a 25mm^2 , contudo, de forma a ser cumprida a queda de tensão do lado AC, foi preciso aumentar a secção para 50mm^2 , que suporta 192A.

As duas condições técnicas estão calculadas de seguida:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 33,4 \times 112,42 \times \left(\frac{0,0225}{50} \right) \times \frac{100\%}{400} = 0,73\% \leq 1\% \quad (4.54)$$

$$33,4 \leq 192 \quad (4.55)$$

Escolheu-se o cabo XV $3 \times 50 + 2G25\text{mm}^2$.

A sua descrição está presente em detalhe no anexo I.

4.12.4.2 Cabo do quadro para o QGBT

No dimensionamento do cabo que liga ao QGBT, considerou-se que a corrente que terá de suportar corresponde à soma da corrente de saída dos 15 inversores.

Por 4.12.1 calculou-se a secção indicada:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 4 \times (33,4 \times 15)}{1,5\% \times 400 \times 56} = 12,91 \quad (4.56)$$

A secção imediatamente superior corresponde a $16mm^2$, que suporta apenas 107A. Contudo, como é necessário verificar as condições técnicas, a secção selecionada foi de $240mm^2$, que suporta 634A.

Nas condições técnicas, é necessário a sua validação:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 33,4 \times 4 \times \left(\frac{0,0225}{240} \right) \times \frac{100\%}{400} = 0,08\% \leq 1\% \quad (4.57)$$

$$501 \leq 634 \quad (4.58)$$

Por indicação do coorientador, serão usados 4 cabos monopolares (3 fases e neutro). Para as fases, será usada a secção $240mm^2$, para o neutro, usou-se a secção abaixo, de valor $185mm^2$.

Posto isto, o cabo XV $3 \times 240 + 185mm^2$, presente no anexo I, será o utilizado para ligar ao QGBT.

4.12.5 Cabos necessários

Na tabela 4.18 está presente a quantidade necessária de cada tipo de cabo.

Tabela 4.18: Quantidade necessária de cada cabo.

Tipo Cabo	Distância (m)
XV $1 \times 10mm^2$	6200
XV $3 \times 50 + 2G25mm^2$	1100
XV $240mm^2$	15
XV $185mm^2$	5

4.13 Dimensionamento das proteções

Tal como foi referido em 4.11.1, os inversores já têm integrado um sistema de proteções AC/DC.

Contudo, embora a CERTIEL permita que do lado DC não se usem mais proteções, além das fornecidas pelo inversor, do lado AC terá de existir um projeto de proteções [124].

Assim, apenas irão ser dimensionadas proteções para o lado AC.

4.13.1 Ligação à terra

O cabo de ligação à terra será de cobre e terá a secção do cabo DC, neste caso $10mm^2$. Este será responsável por ligar todas as estruturas metálicas de suporte, molduras dos módulos FV e partes metálicas à terra da instalação.

Por conselho do coorientador, a distância exigida será cerca de metade da usada para o cabo DC.

O cabo escolhido foi o H07V-R $1 \times 10mm^2$ presente no anexo J.

Tabela 4.19: Quantidade necessária do cabo para ligação à terra.

Tipo Cabo	Distância (m)
H07V-R $1 \times 10\text{mm}^2$	3100

4.13.2 Quadro AC

O quadro escolhido para albergar todos os cabos e proteções será constituído por dois módulos do tipo armário de distribuição da Hager, com a referência FM208 e FM307.

Ambos estão presentes para consulta no anexo [K](#).

4.13.3 Proteções AC

4.13.3.1 Proteção contra descargas

Devido à sua exposição, os sistemas FV estão normalmente sujeitos ao efeito de descargas atmosféricas diretas ou indiretas que podem levar ao aparecimento de sobretensões na proximidade da instalação [125].

Os descarregadores de sobretensão têm a função proteger os sistemas fotovoltaicos e os dispositivos eletrónicos. Do lado AC, será instalado um descarregador de sobretensões no barramento do quadro de ligação de todos os inversores [126].

É necessário um limitador para cada fase e neutro do quadro, sabendo isto, escolhemos o limitador Hager com a referência SPA401, disponível no anexo [L](#).

4.13.3.2 Disjuntor

Os disjuntores AC farão a proteção de cada cabo AC que liga os inversores ao quadro e também do cabo que sai do QAC para ligar ao QGBT.

Para o seu dimensionamento, teremos de ter em conta a condição de sobrecarga do cabo:

$$I_s < I_n < I_z \quad (4.59)$$

$$I_f < 1,45 \times I_z \quad (4.60)$$

- I_s : Intensidade da corrente de serviço (A);
- I_n : Intensidade nominal do órgão de proteção;
- I_f : Intensidade limite de funcionamento do aparelho de proteção (para disjuntores $I_f = 1,45 \times I_n$);
- I_z : Intensidade máxima admissível na canalização;

Para o caso do cabo que sai dos inversores, optou-se por escolher um disjuntor de calibre 40A da Hager e tem a referência NFN440.

Desta forma, a condição é verificada por este meio:

$$33,4 < 40 < 192 \quad (4.61)$$

$$58 < 278,4 \quad (4.62)$$

Para o cabo que sai do quadro, terá de ser implementado um disjuntor à saída e outro à entrada do QGBT, de forma a permitir que, em caso de falhas, não ocorram correntes em sentido inverso.

Sabendo que a corrente de saída são 501A e que o cabo suporta 634A, a condição é verificada do seguinte modo:

$$501 < 630 < 634 \quad (4.63)$$

$$913,5 < 919,3 \quad (4.64)$$

O disjuntor escolhido é da Hager e tem um calibre de 630A, de referência HND631H.

As suas propriedades técnicas estão disponíveis no anexo [M](#).

4.13.3.3 Proteção diferencial

Do lado AC, a proteção contra contactos indiretos deverá ser garantida através de um interruptor diferencial.

Devido às correntes residuais capacitivas, este interruptor deve ter uma sensibilidade geral na ordem dos 300mA. Conforme o disjuntor determinado, este dispositivo também terá de possuir uma corrente nominal de 40A e será instalado a montante de todos os disjuntores, no respetivo quadro.

Para este fim, recomenda-se o uso do equipamento da Hager, com referência CFC440P, tetrapolar e com sensibilidade diferencial de 300mA.

Este interruptor pode ser consultado no anexo [N](#).

4.14 Esquemas unifilares

No anexo [O](#) está o esquema unifilar que representa a ligação desde os painéis FV até ao QGBT. Há duas representações: uma que demonstra ao pormenor a ligação entre os painéis e o inversor, até ao QGBT e outra em que é possível visualizar a ligação geral de todos os painéis.

Os esquemas unifilares no anexo [P](#) representam as proteções instaladas no sistema. Está disponível o esquema de proteções para um inversor e para os 15 inversores.

4.15 Análise financeira

No mundo empresarial, a maioria dos agentes exigem estudos de suporte à intenção de investimento num negócio. Com uma análise financeira pretende-se averiguar os benefícios e custos esperados dum projeto [[127](#)].

Nesta secção irão ser determinadas as principais componentes para a avaliação financeira de projetos, tais como o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e ainda o Período de Retorno de Investimento (PRI).

Tendo por base o desempenho dos painéis FV, que pode ser consultado em [B](#), irá ser considerado que o tempo de vida da central fotovoltaica são 25 anos e portanto os cálculos serão produzidos para este prazo.

Em associação com os dados anteriormente mencionados, foi tido que não se efetuou nenhum empréstimo bancário.

4.15.1 Orçamento

Para executar uma correta análise da viabilidade económica deste projeto, torna-se imprescindível a realização de uma estimativa dos custos iniciais agregados à construção desta central FV.

Abaixo, na tabela [4.20](#), apresenta-se os materiais a utilizar, as suas quantidades e o seu preço, bem como uma estimativa do orçamento de execução do projeto.

Tabela 4.20: Orçamento da obra.

Material	Quantidade	Preço €	Total €
Painéis 260W	1350	155	209250
Inversor SUN2000-20KTL	15	2247	33705
Cabo XV 1 × 10mm ²	6,2	1515 (€/km)	9393
Cabo XV 3 × 50+2G25mm ²	1,1	27500 (€/km)	30250
Cabo XV 240mm ²	0,015	31516 (€/km)	473
Cabo XV 185mm ²	0,005	24039 (€/km)	120
Cabo H07V-R 1 × 10mm ²	3,1	1350 (€/km)	4185
Quadro FM208	1	694	694
Quadro FM307	1	786	786
Proteção descargas	1	841	841
Disjuntor AC NFN440	15	74	1110
Disjuntor AC HND31H	2	2270	4540
Proteção diferencial	15	65	975
Manutenção	25	500	12500
Mão de obra	1	5000	5000
Outros	1	5000	5000
Valor orçamento			318822 €

Os valores disponíveis na tabela [4.20](#) dizem respeito a valores tabelados pelas marcas dos equipamentos escolhidos.

O valor da manutenção refere-se a uma estimativa do que terá de ser pago anualmente. O item "Outros" diz respeito a custos de exploração, que não estejam definidos à partida, como por exemplo: obras, licenças, impostos, seguros ou avarias. Estes aspetos devem ser considerados,

já que podem pesar na rentabilidade da obra e aumentar o número de anos para amortização do sistema [128]. Ambos os valores foram discutidos com o orientador.

Ponderando todas estas variáveis, o valor total do orçamento é 318822€, representando um custo de 910€ por kW instalado.

4.15.2 Proveitos

Aplicando a metodologia de cálculo explanada em 4.9, com a potência instalada definida em 4.10.2, arrecada-se uma produção FV de aproximadamente 440MWh anuais. Este valor irá corresponder a 47684€ de proveitos no primeiro ano, que ronda uma poupança anual na ordem dos 14%, proporcional a 3974€ mensais. Deste montante gerado, apenas cerca de 6% correspondem a proveitos com a energia injetada na rede, os restantes dizem respeito a poupanças com a fatura energética da fábrica.

Contudo, tal como referido em 4.6, irá existir uma degradação linear da instalação ao longo do seu tempo de vida, que influenciará diretamente os ganhos. Desta forma, o estudo financeiro será feito tendo em conta esta diminuição anual dos proveitos. Ao fim dos primeiros 12 meses, a *performance* dos painéis será de 97%, no final dos 25 anos será de 81%.

Assim, no anexo Q, estão disponíveis os *cash flows* anuais tendo em conta o nível da degradação anual da instalação. Ao mesmo tempo que se apresentam os proveitos colhidos com a central, é revelada a evolução do pagamento do valor investido.

Na figura 4.16 está a evolução dos proveitos, presentes em Q.1, ao longo dos 25 anos de vida do projeto.

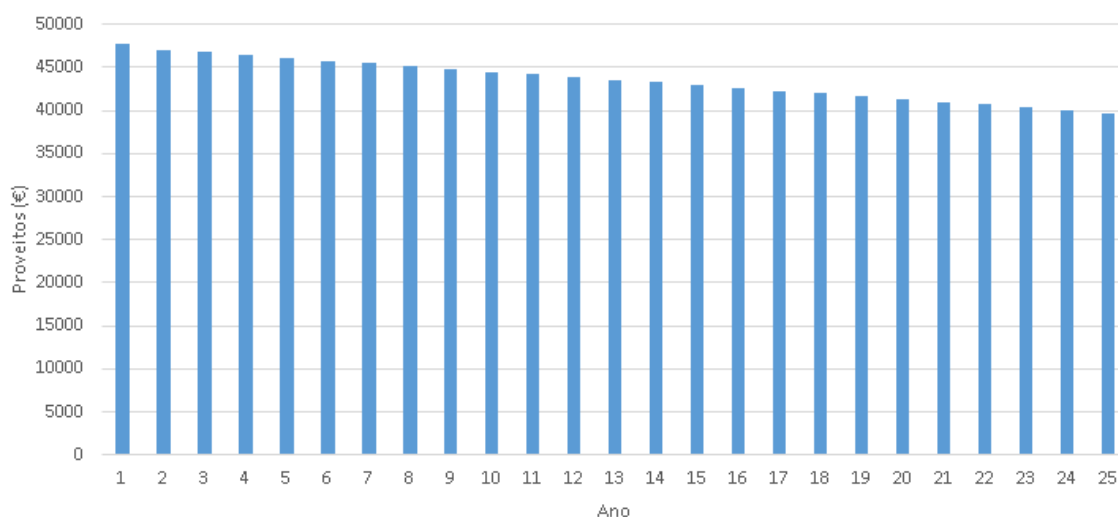


Figura 4.16: Evolução dos proveitos ao longo dos anos.

No fim do seu período de vida, a central foi capaz de oferecer ao cliente um valor de aproximadamente 770000€.

De forma significativa, se tivermos em conta os valores das faturas mensais apresentadas em 4.5, expressando um valor médio mensal de 27815€, o lucro obtido em Q.1 simboliza uma poupança equivalente a 28 faturas elétricas.

4.15.3 Período de Retorno de Investimento (PRI)

O PRI, também conhecido como *payback*, é um indicador bastante utilizado na área económica, principalmente na apresentação de propostas de investimento [129].

Este indicador revela o número de anos necessários para que o investimento feito numa fase inicial seja recuperado através dos fluxos financeiros gerados pela central, que neste caso concreto, correspondiam ao valor obtido anualmente com a poupança na fatura energética e à remuneração ganha com o excedente injetado na rede. Ambos os indicadores estão presentes em Q.1.

Este período pode ser calculado, de forma exata, através expressão que se apresenta:

$$PRI = n \times \frac{I}{CF} \quad (4.65)$$

- n : Número de períodos da análise do projeto de investimento;
- I : Valor do investimento (€)
- CF : Somatório dos *cash flows* de exploração (€);

$$PRI = 25 \times \frac{318822}{1089103} = 7,3 \text{ anos} \quad (4.66)$$

O valor obtido corresponde a 7 anos e 4 meses.

4.15.4 Valor Atual Líquido (VAL)

O VAL é um critério financeiro destinado a avaliar investimentos através da comparação entre as receitas e despesas geradas por um projeto no seu ciclo de vida [130].

Por valor atual entende-se o valor hoje de um determinado montante a obter no futuro. Como qualquer investimento apenas gera *cash flow* no futuro, é necessário atualizar o valor de cada um desses montantes e compará-los com o valor do investimento. Nesta atualização é utilizada uma taxa de juros sem risco, intitulada taxa de atualização [131].

Quando o investidor tem a possibilidade de optar por vários projetos, irá escolher o projeto com maior VAL, pois é o que lhe trará maior retorno de investimento.

Quando existe um único investimento no momento inicial, aplica-se a expressão:

$$VAL = \sum_{p=1}^n \frac{CF_p}{(1+j)^p} - I \quad (4.67)$$

- CF_p : *Cash flow* de exploração do período p (€);
- I : Valor do investimento inicial (€);

- j : Taxa de atualização (%);

Os valores para a taxa de atualização financeira real foram debatidos com o orientador, tendo por base a experiência de projetos anteriores, considerou-se que seria de 3%.

O valor do VAL obtido para 25 anos é de:

$$CF_p = 767107\text{€} \quad (4.68)$$

$$VAL = 767107 - 318822 = 448285\text{€} \quad (4.69)$$

Um projeto de investimento é considerado viável quando o seu VAL é positivo, tal como acontece neste caso [130].

Utilizando 4.69, sabemos que o Valor Atual Líquido do Projeto é 448285€. Este valor indica que o investidor, para não perder dinheiro, não deve empregar no projeto uma quantia superior a 1215392€ ($CF_p + VAL$), pressupondo que a taxa de atualização se mantém inalterada.

4.15.5 Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A TIR de um projeto de investimento é a taxa de juro correspondente a um VAL igual 0. Pode dizer-se que a TIR é a taxa mais elevada a que o investidor pode contrair um empréstimo para financiar um investimento, sem perder dinheiro [130].

O critério de decisão sobre um determinado investimento, consiste em escolher o que apresenta uma TIR superior ao custo de financiamento, acrescido de uma determinada taxa de risco que lhe esteja associada [132].

Quanto maior a TIR, mais lucrativo será o negócio [133].

$$TIR = j_1 + \left[(j_2 - j_1) \times \frac{VAL_1}{VAL_1 - VAL_2} \right] \quad (4.70)$$

- j_1 : Taxa para a qual o $VAL > 0$ (%);
- j_2 : Taxa para a qual o $VAL < 0$ (%);
- VAL_1 : Valor Atual Líquido positivo (€);
- VAL_2 : Valor Atual Líquido negativo (€);

$$TIR = 3 + \left[(14 - 3) \times \frac{448285}{448285 - (-6460)} \right] = 13,8\% \quad (4.71)$$

Assim, a taxa mais alta a que o investidor pode contrair um empréstimo para financiamento, sem perder dinheiro, será de 13,8%.

4.15.6 Balanço

Finalmente, depois de conhecidos todos os aspetos financeiros, deve ser elaborado um balanço financeiro.

Tabela 4.21: Balanço financeiro

Total proveitos	1089103€
Orçamento	318822€
Lucro	770281€
PRI	7anos e 4meses
VAL	448285€
TIR	13,8%

Pelo que pôde ser examinado nos dados fornecidos da tabela 4.21, o investimento neste projeto é economicamente viável e a obra deve ser executada, visto que em poucos anos o investimento é recuperado. O projeto tem um período estimado de *payback* de 7 anos e 4 meses, que corresponde a cerca de um terço do seu período de vida útil.

Na figura 4.17 está representada a evolução do balanço financeiro do projeto, tal como em Q.1, ao longo dos 25 anos de vida do projeto.

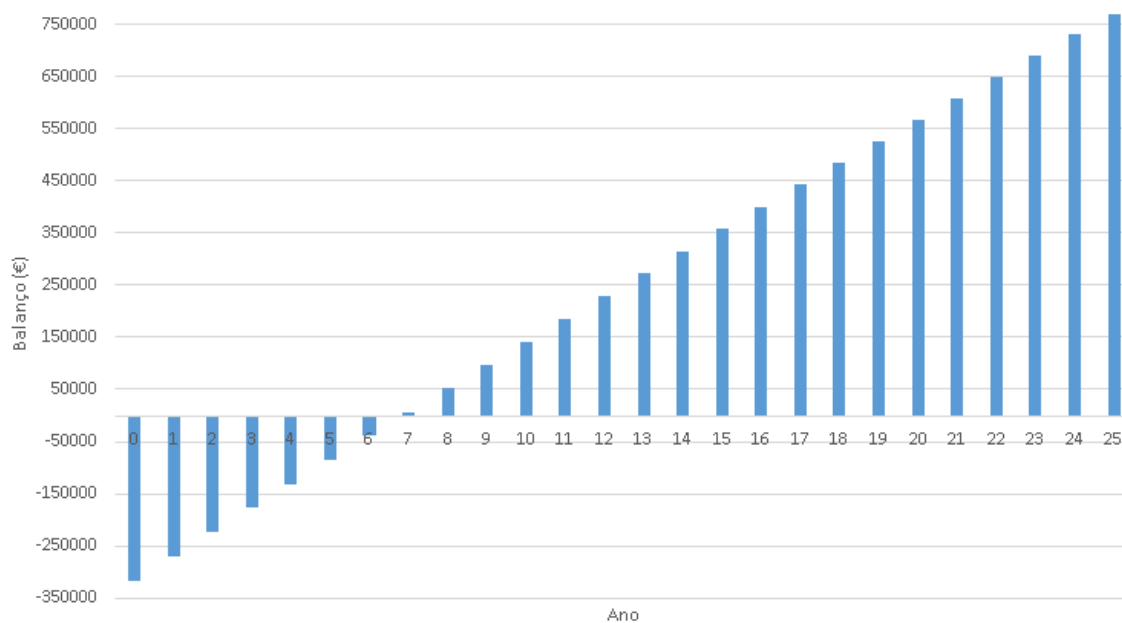


Figura 4.17: Evolução do balanço ao longo dos anos.

Capítulo 5

Conclusões e trabalhos futuros

5.1 Conclusões

O facto desta tese ter sido realizada em ambiente empresarial, contribuiu para uma melhor perceção dos métodos de funcionamento num real ambiente de trabalho e permitiu adquirir conhecimentos sobre temas importantes para o futuro e retirar algumas conclusões interessantes sobre as energias renováveis em Portugal, principalmente do setor solar.

Esta dissertação comprova o que já se sabe em relação aos tempos atuais, em virtude das alterações climáticas e da crescente preocupação com o meio ambiente, o futuro passa pela aposta nas energias renováveis, em detrimento do consumo de combustíveis fósseis. O alto preço a pagar pela eletricidade em Portugal e a descida dos custos associados à produção de energia renovável, despertam o interesse pela aposta nestes sistemas.

As energias renováveis estão em voga na UE, estando já incluídas em medidas ambientais para 2050.

A produção de energia elétrica em pequena escala, através de fontes renováveis, é uma das soluções a adotar na promoção do desempenho energético nacional. Este método irá permitir a descentralização da produção (a energia é produzida nos locais de consumo), aumentando a fiabilidade do fornecimento de eletricidade e a redução das perdas por transporte.

Neste caso, destaca-se a energia solar, como sendo uma fonte energética grátis, de fácil acesso e inesgotável. Como foi possível apurar, o custo da tecnologia fotovoltaica tem estado em declínio ao longo dos tempos. Contudo, nos últimos anos, a descida foi abrupta e as projeções apontam para que continue a descer, tornando a sua aposta cada vez mais rentável e aliciante. A queda no preço do fotovoltaico irá potenciar a sua utilização, principalmente no regime de autoconsumo, para consumidores domésticos e pequenas indústrias, cujo horário de laboração permita aproveitar a energia produzida pela instalação fotovoltaica.

Portugal destaca-se como um dos principais destinos europeus para a implementação de projetos fotovoltaicos. O seu elevado índice de irradiação (um dos maiores na Europa) é um forte cartão de visita para investimentos. Este fator, associado à contínua descida dos preços e à aposta por parte da UE nas energias de fontes renováveis, pode fazer o solar FV "explodir" em Portugal,

onde já há uma sensibilização para este tipo de energias endógenas renováveis, existindo vários MW instalados e uma regulação atualizada para o aproveitamento da energia solar.

Em Portugal, num passado recente, os custos de investimentos em sistemas fotovoltaicos eram compensados com a atribuição de tarifas bonificadas. O desenvolvimento da tecnologia FV levou ao decréscimo do custo, o que desencadeou reduções graduais das tarifas e um aparecimento mais lento de novas instalações. Atualmente, mais de oito mil habitações produzem luz para autoconsumo. O governo português já emitiu licenças, num total de 400MW, para a construção de centrais, contudo, nenhum destes projetos avançou para o terreno. Existem ainda mais 68 pedidos de licenciamento, um total de 2300MW, que aguardam autorização da DGEG.

Quanto a este caso prático, foi estudada a viabilidade da instalação de um sistema de produção de energia fotovoltaica para autoconsumo, destinado à alimentação de uma unidade têxtil, situada em Vizela.

Foram instalados 351kW, para produção de eletricidade, com a finalidade de servir o consumo da própria instalação. Apesar do investimento inicial ser elevado, cerca de 318822€, o retorno da implementação desta proposta é obtido em 7 anos e 4 meses, representando menos de um terço do tempo de vida da central. A implementação do fotovoltaico para autoconsumo mostrou ser uma opção vantajosa para esta empresa, sendo expectável um lucro a rondar os 770000€, em 25 anos.

Assim, a indústria em questão, através do autoconsumo FV, vai economizar parte do seu capital destinado à despesa energética e conseguirá dinamizar a sua produção, ao mesmo tempo que segue uma política ambiental de acordo com o traçado a nível nacional e europeu.

Este trabalho mostra que, nas instalações fotovoltaicas, é importante ajustar a potência produzida às necessidades energéticas da carga em análise, porque a produção em excesso é injetada na rede e remunerada a um valor muito baixo. Os sistemas de autoconsumo, quando bem dimensionados e projetados de acordo com as necessidades de consumo da unidade local, são uma opção viável e o investimento em centrais deste género revela-se promissor para o fornecimento de energia elétrica, pelo que será uma aposta mais frequente no futuro.

A elaboração deste projeto foi bastante enriquecedora, ainda para mais tratando-se de um caso real e da necessidade de proceder a um estudo bastante amplo, incluindo áreas bastante distintas e a aprendizagem de novas ferramentas de trabalho. Obrigou-me a desdobrar em ramos variados, desde o estudo meteorológico, desenho em 3D, passando pelo dimensionamento de cabos e proteções e terminando no cálculo financeiro.

No final deste projeto, penso que consegui alcançar e realizar os objetivos propostos. Apesar dos obstáculos encontrados na realização desta dissertação, todos eles foram ultrapassados com as melhores soluções possíveis.

5.2 Trabalhos futuros

O ponto chave para o futuro dos sistemas de autoconsumo é a maximização do consumo próprio da energia produzida, minimizando a injeção na rede. Para tal, uma solução inovadora seria a aplicação de um sistema de gestão das cargas em tempo real, monitorizando a produção e o

consumo. Com um possível sistema deste tipo, para horas em que a produção FV fosse superior ao consumo da instalação, seriam postos em funcionamento, de forma automática, alguns aparelhos, como sistemas AVAC ou alguma máquina com um período de laboração de curta duração.

Para trabalho futuro, de forma a maximizar o autoconsumo, poderá revelar-se pertinente um estudo sobre a viabilidade económica da instalação de baterias de armazenamento na fábrica, que seriam usadas para acumular os excedentes da energia produzida e disponibilizado mais tarde, em horas de maior consumo. Tendo em conta que, num dos meses de maior produção energética, a fábrica tem a sua laboração interrompida durante quinze dias, a aplicação desta medida pode ser rentável. O surgimento recente de baterias, com custo relativamente reduzido, poderá vir a revolucionar todo o setor energético fotovoltaico.

Relativamente à estrutura da fábrica, sabe-se que há um plano de expansão do telhado 15. Desta forma, como este é um dos telhados que apresenta melhor nível de produção fotovoltaica, pode ser importante uma análise relativamente à instalação de painéis na cobertura, depois das obras estarem terminadas.

O presente projeto fotovoltaico, devido a limitações técnicas, ficou restringido à instalação dos painéis assentes nos telhados, de acordo com a inclinação intrínseca a cada um. Tendo em conta isto, seria interessante um estudo técnico e económico sobre o reforço da estrutura de alguns telhados, preferencialmente naqueles que oferecem maior produção fotovoltaica, assim, poderia ser exequível colocar os painéis com uma determinada inclinação, o que levaria a um aumento da produção.

No futuro, tendo em conta o potencial do território nacional para a produção de energia proveniente do Sol e a forte integração do fotovoltaico em edifícios, as construções devem ser projetadas tendo em conta este valioso recurso. Como se sabe, sul é a orientação ideal para os painéis fotovoltaicos e, de forma geral, devem ser colocados com uma inclinação de 35°. Este deve ser um ponto de interesse quando se faz uma construção, principalmente direcionada para indústrias, onde o consumo é bastante superior ao doméstico.

Como se viu, a implementação do fotovoltaico para autoconsumo é benéfica, ao permitir uma redução da fatura elétrica. Assim, em projetos futuros, esta modalidade de produção energética deve ser um aspeto de peso, principalmente quando a despesa energética tem uma importância tão grande nas indústrias portuguesas, tal como no têxtil.

Anexo A

Fatura exemplo



DADOS DA FATURA

Período da fatura 14/10/2016 – 14/11/2016
Número da fatura
Data de emissão 18 de Novembro de 2016
Débito a efetuar a partir de: 18/12/2016
Fatura com leitura real
Titular
VAT: PT
Referência de contrato

Remite: IBERDROLA CLIENTES PORTUGAL UNIPessoal LDA Apartado 12004, EC Picoas, 1061-001 Lisboa

06 999 M C 0564825918 0 1 SVOP 000002 000005 20161118



05648259180000999000009714700010118116

VIZELA - BRAGA (PORTUGAL)

VALOR TOTAL DA FATURA: 29.481,58 €

RESUMO DA FATURA

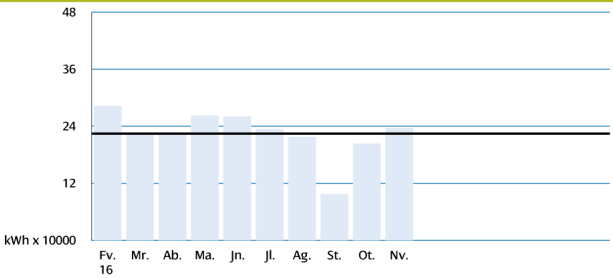
ENERGIA E POTÊNCIA 23.966,31 €

TAXAS E IMPOSTOS 5.515,27 €

TOTAL A PAGAR 29.481,58 €

> ver detalhe da fatura e consumo no verso

HISTÓRICO DE CONSUMOS



Este gráfico apresenta a evolução do seu consumo.
O seu consumo médio diário do período faturado é de: 951,01 €
O seu consumo médio diário dos últimos 11 meses é de: 855,31 €

DICAS E ALERTAS

Envio de leitura aconselhável entre dia 5 e 8 do mês

De acordo com o contrato vigente, o montante desta fatura será debitado na sua conta no dia 18/12/2016.

No cálculo dos termos de potência e do termo fixo foram considerados os dias do período faturado, conforme nº 3 do Artigo 184º do Regulamento de Relações Comerciais.

Este documento é válido como recibo após boa cobrança.



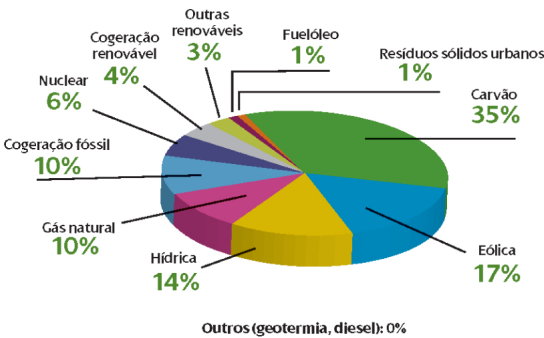
ORIGEM DA ENERGIA - EMISSÕES

Para dar cumprimento à Recomendação n.º 2/2011 e conforme o Regulamento de Relações Comerciais publicado pela ERSE, a IBERDROLA disponibiliza aos seus clientes, informação sobre a origem da energia elétrica que comercializa e seus impactos ambientais associados.

A energia comercializada, durante o ano de 2015 pela Iberdrola, apresentou as seguintes emissões:

FE CO ₂ (g/kWh)	RRAA (µg/kWh)
420	29

MIX DE PRODUÇÃO (ANO 2015)



DADOS DA INSTALAÇÃO

Referência de contrato: .
 Código Ponto de Entrega (CPE)
 Potência contratada: **456 kW**
 Ciclo: **C_SEM**
 Nível de Tensão MT

Forma de pagamento

VIZELA VIZELA - BRAGA (PORTUGAL)

DETALHE DA SUA FATURA

ENERGIA E POTÊNCIA

Energia Ativa 12.600,33€

Ponta	30.916 kWh x 0,060867 €/kWh	1.881,76 €
Cheia	109.956 kWh x 0,056852 €/kWh	6.251,22 €
Vazio	55.322 kWh x 0,048955 €/kWh	2.708,29 €
Super Vazio	41.042 kWh x 0,04286 €/kWh	1.759,06 €

Termo de redes de energia 8.094,89€

Ponta	30.916 kWh x 0,0473 €/kWh	1.462,33 €
Cheia	109.956 kWh x 0,0409 €/kWh	4.497,20 €
Vazio	55.322 kWh x 0,0225 €/kWh	1.244,75 €
Super Vazio	41.042 kWh x 0,0217 €/kWh	890,61 €

Termo de redes de potencia 3.242,77€

Potência Contratada	536 kW x 31 dias x 0,032 €/kW	531,71 €
Potencia horas de ponta	386,45 kW x 31 dias x 0,2263 €/kW	2.711,06 €

Energia Reativa Consumida 28,32€

Fornecida Vazio	38 kVarh x 0,0208 €/kVarh	0,79 €
Consumida Fora do Vazio Escalão 1	3.012 kVarh x 0,009141 €/kVarh	27,53 €

TOTAL ENERGIA E POTÊNCIA 23.966,31 €

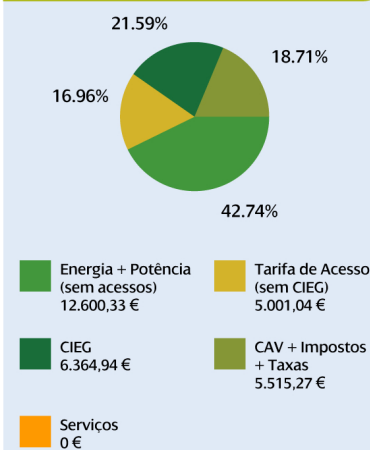
TAXAS E IMPOSTOS

IVA	23% s/23.966,31 €	5.512,25 €
Contribuição Audiovisual	1 mês x 2,85 €/mês	2,85 €
IVA Contribuição Audiovisual	6% s/2,85 €	0,17 €

TOTAL TAXAS E IMPOSTOS 5.515,27 €

VALOR TOTAL DA FATURA 29.481,58 €

COMPOSIÇÃO DA SUA FATURA



Os custos de interesse económico geral (CIEG) incluídos no Acesso às Redes correspondem a 6.364,94 €, IVA não incluído.

CONSUMOS

Nº contador	Função	Desde	Leitura	Até	Leitura	Consumo/Potência
	PONTA	14/10/2016		14/11/2016		30.916 kWh
	CHEIA	14/10/2016		14/11/2016		109.956 kWh
	VAZIO	14/10/2016		14/11/2016		55.322 kWh
	S/VAZ	14/10/2016		14/11/2016		41.042 kWh
	ERFEV	14/10/2016		14/11/2016		38 kVarh
	ERCFV3	14/10/2016		14/11/2016		3.012 kVarh
	ERCFV4	14/10/2016		14/11/2016		0 kVarh
	ERCFV5	14/10/2016		14/11/2016		0 kVarh
	PTCON	14/10/2016		14/11/2016		536 kW
	PTHPT	14/10/2016		14/11/2016		386,45 kW
	PTTMV	14/10/2016		14/11/2016		520 kW
	PTTFV	14/10/2016		14/11/2016		536 kW

Tipo de leitura: REAL

Atenção ao cliente: 808 50 20 50 (dias úteis, das 9h às 20h, custo de chamada local)



Avarias elétricas: 800 50 65 06 (24h - chamada grátis)



Leitura do contador: 800 507 507 (24h - chamada grátis)



www.iberdrola.pt
 comercial@iberdrola.pt



Anexo B

Painel fotovoltaico escolhido

G Series GENIUS 4BB

250 / 255 / 260 / 265



MODULE STRENGTHS



Excellent low light performance



Positive power tolerance 0~+5 Watts



Suitable under extreme mechanical loading pressure of 5400 Pa



100% EL Double Inspection



Resistant to ammonia corrosion



Highly resistant to salt-mist corrosion

Certified by



WARRANTY

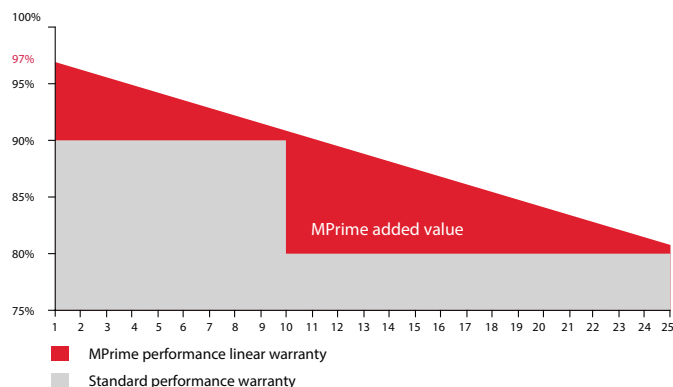


Product warranty: 10 years.

Performance linear warranty: 25 years.

CERTIFICATION

- TÜV Certificate
- MCS Certificate
- IEC 61215(ed.2)
- IEC 61730-1(ed.1) & IEC 61730-2(ed.1)
- Plus salt-mist (IEC 61701) & Ammonia (IEC 62716)



ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Nominal Power (Wp)	P _{NOM}	250	255	260	265
Positive Power Tolerance		0~+5W			
MPP Current (A)	I _{MPP}	8,32	8,43	8,52	8,59
MPP Voltage (V)	V _{MPP} /U _{MPP}	30,0	30,2	30,5	30,8
Open Circuit Voltage (V)	V _{OC} /U _{OC}	37,3	37,6	37,8	38,1
Short Circuit Current (A)	I _{SC}	8,91	8,99	9,06	9,16
Module Efficiency	η (%)	15,4	15,7	16,0	16,3
Maximum System Voltage (V)	V _{SYST}	IEC:1000 / UL:1000			
Maximum Series Fuse Rating (A)	I	15			
Permitted module temperature on continuous duty		-40°C up to +85°C			
NOCT (°C)		46±2			
Temperature Coefficients:					
Power	γ(P _{NOM})	-0,43%/°C			
Voltage	β(V _{OC})	-0,33% /°C			
Current	α(I _{SC})	+0,06%/°C			

* Values at Standard Test Conditions STC: air mass AM 1,5G, irradiance 1000 W/m² and cell temperature (25±2)°C.

MECHANICAL SPECIFICATIONS

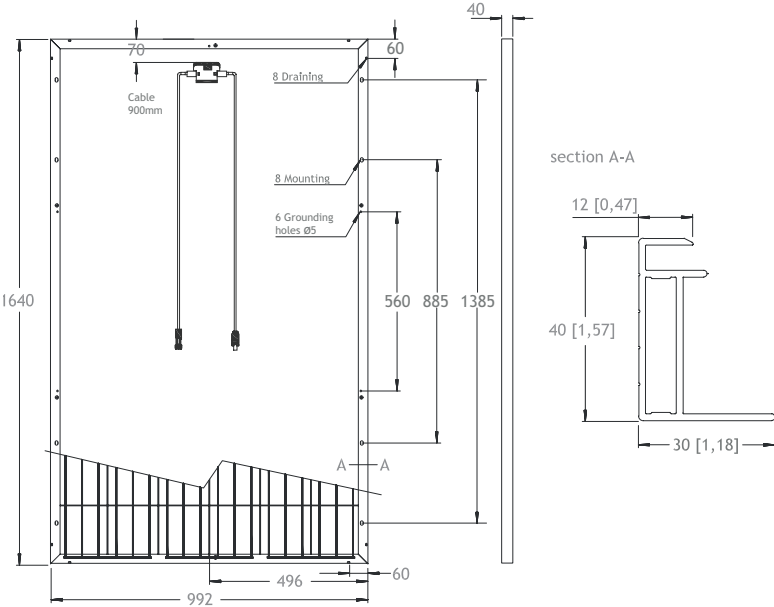
Dimensions	1640 x 992 x 40 mm / 64,57" x 39,06" x 1,57"
Weight	18,5 kg / 40,7 lb
Solar Cells	6" Polycrystalline (156 x 156 mm)
Cell Connection	60 cells (6 x 10)
Glass	High transparency tempered glass 3,2 mm (0,13")
Frame	Anodized aluminium alloy
Diodes	3 diodes
Junction Box	IP-65 or IP-67 rated
Cable	Length 900mm* diameter 4 mm² each
Connectors	MC4 compatible

* 1200mm optional: delivery time subject to confirmation.

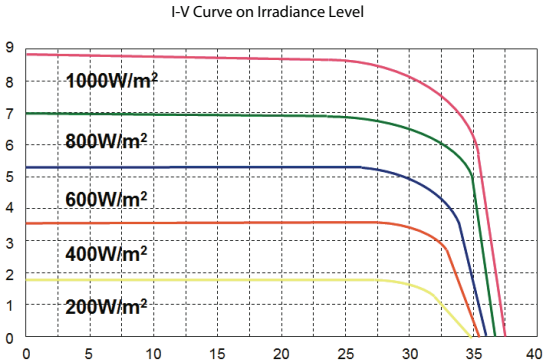
PACKAGING

Modules per pallet	26 pcs
Pallets per container	28 pallets
Modules per container	728 pcs

DIMENSIONS All figures are in mm [inch]



I-V CURVES



CAUTION: read safety and installation instructions before using the product. (available in WWW.MPRIMESOLAR.COM).

DISCLAIMER: specifications included in this datasheet are subject to change without notice from the company.
In case of any conflicts/problems that may arise due to misinterpretation, prevailing conditions are the ones described in the original version (in English).

PT065-TCD-GSGEN4B/01/12.15(EN)

Anexo C

Relatório de sombreamento do Skelion

Faces global results							
Solar panels	NºP.	P. power (Wp)	P.weight (kg)	Power (kWp)	Energy (kWh)	Yield (kWh/kWp)	Shading L. (%)
Mprime:Mprime	104	260,00	18,50	27,04	35400,00	1309,17	0,01

Results for solar arrays in each face								
Face	Model	NºP.	P. power (Wp)	Power (kWp)	Weight (kg)	Azimuth	Tilt	Relative tilt
9	Mprime:Mprime	104	260,00	27,04	1924,00	157,40	14,64	0,00

Energy (kWh)	Yield (kWh/kWp)	ΣH_m (kWh/m ² /year)	CSL	Shading L. (%)
35400,00	1309,17	1750,00	24,90	0,01

Monthly Shading Losses (%)												
Face	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,05	0,11	0,00	0,00
Mean	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,05	0,11	0,00	0,00

Figura C.1: Relatório de sombreamento do Skelion.

Anexo D

Instalação dos painéis

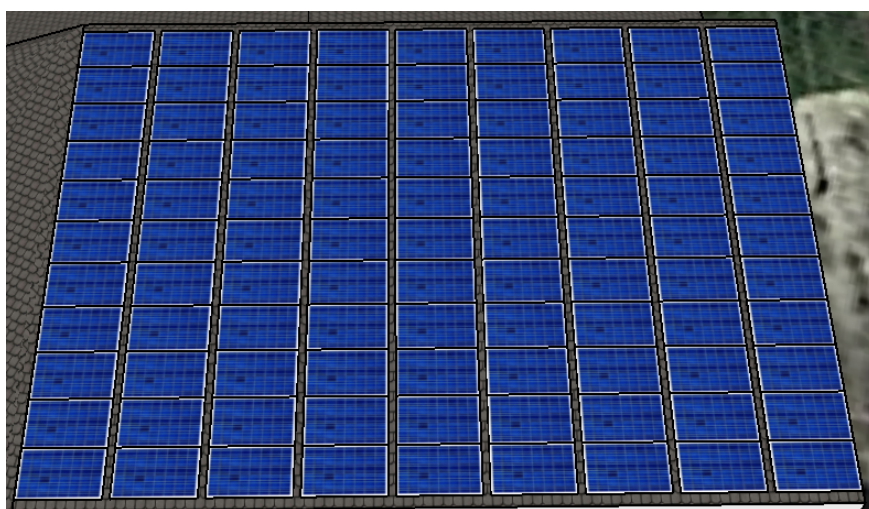


Figura D.1: Instalação dos painéis no telhado 1

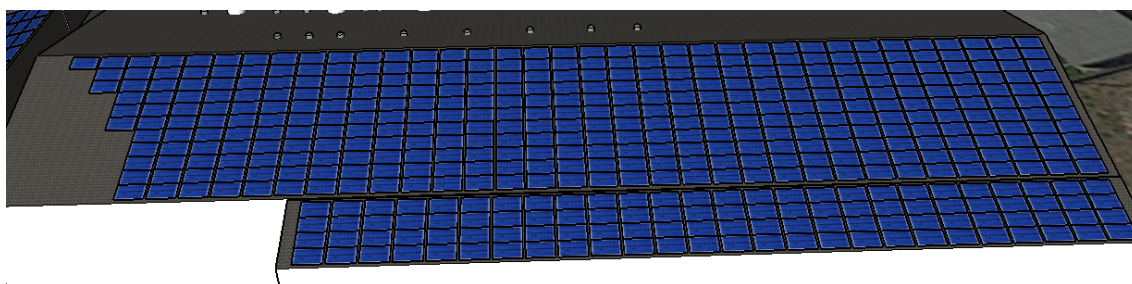


Figura D.2: Instalação dos painéis no telhado 2 e 15.

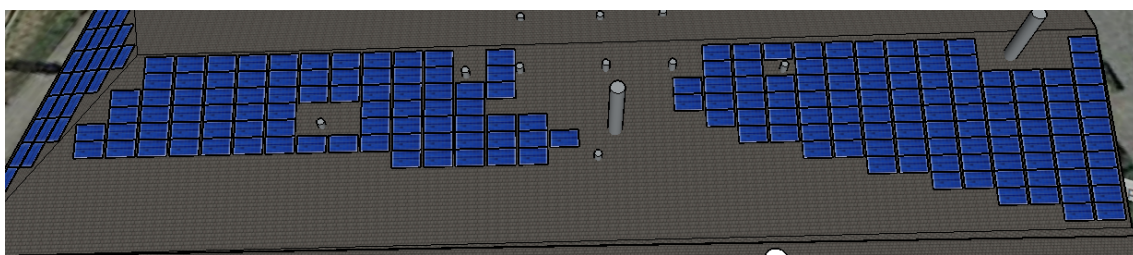


Figura D.3: Instalação dos painéis no telhado 4.

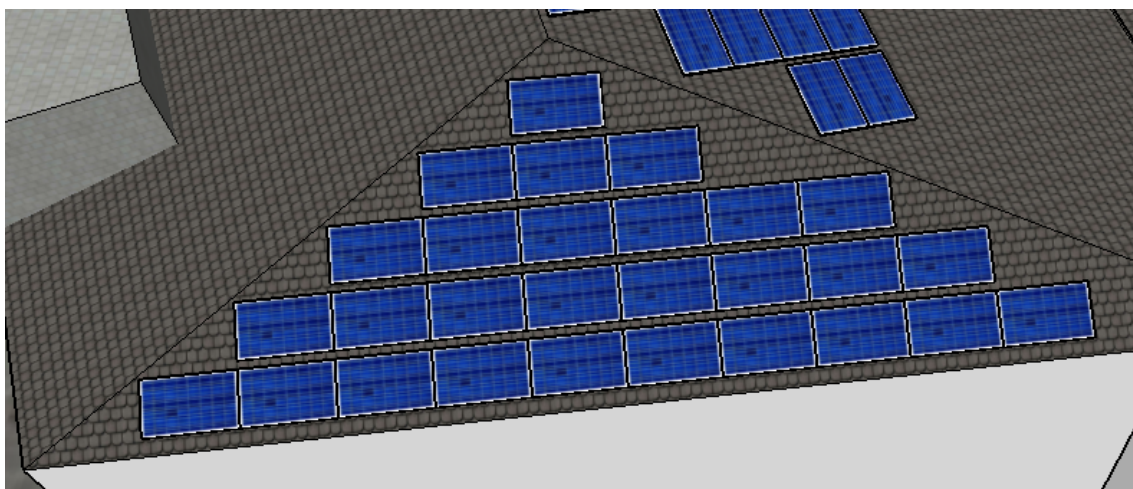


Figura D.4: Instalação dos painéis no telhado 6.

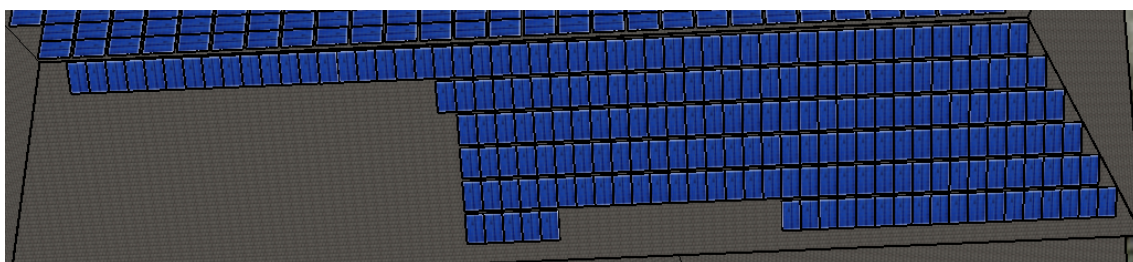


Figura D.5: Instalação dos painéis no telhado 8.

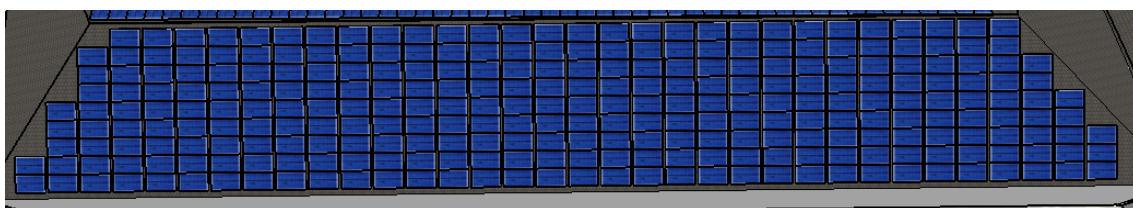


Figura D.6: Instalação dos painéis no telhado 9.

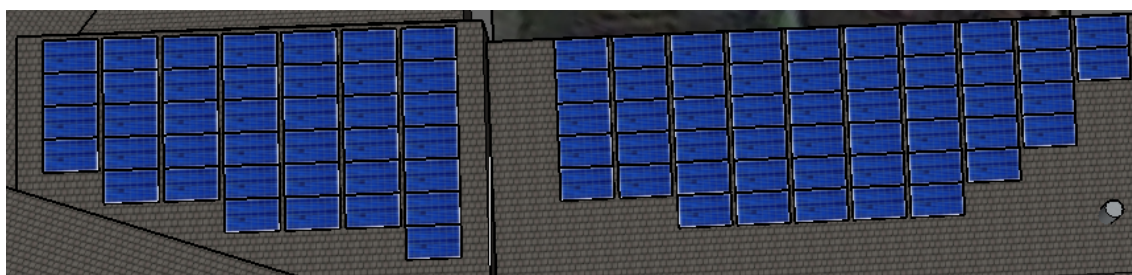


Figura D.7: Instalação dos painéis no telhado 13 e 14.

Anexo E

***Datasheet* do inversor**

String Inverter (SUN2000-17/20KTL)



Smart

- 3 MPPTs for versatile adaption to different module types or quantities built up with different alignments
- 6 strings intelligent monitoring and 80% time saving for fault detection
- RS485 and USB ports for connectivity and data management
- Local graphic LCD display and remote monitoring

Efficient

- Max. efficiency 98.6%, European efficiency 98.3%
- Easy to install with the weight of 48kg

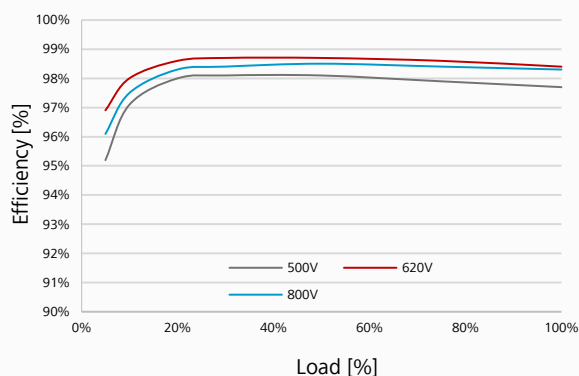
Safe

- DC disconnect integrated, safe and convenient for maintenance
- Type II surge arresters for both DC and AC
- Ground fault protection
- Residual Current Detection (RCD) protection

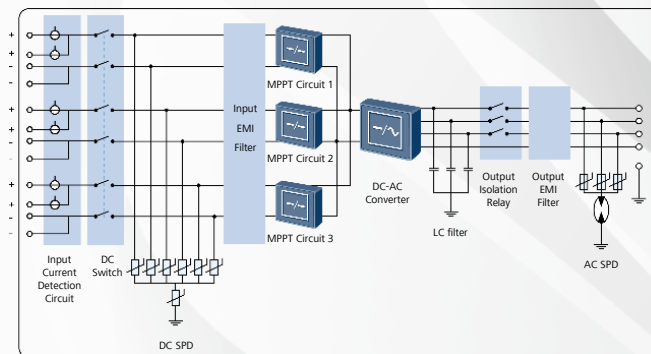
Reliable

- No need for external fans with natural cooling technology
- Protection rating of IP65

Efficiency Curve



Circuit Diagram



SUN2000-17/20KTL



String Inverter (SUN2000-17/20KTL)



Technical Specifications	SUN2000-17KTL	SUN2000-20KTL
Efficiency		
Max. Efficiency	98.6%	98.6%
European Efficiency	98.3%	98.3%
Input		
Max. DC Usable Power	19,100 W	22,500 W
Max. Input Voltage	1,000 V	1,000 V
Max. Current per MPPT	18 A	18 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	25 A	25 A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage	200 V / 250 V	200 V / 250 V
Full Power MPPT Voltage Range	400 V ~ 800 V	480 V ~ 800 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 950 V	250 V ~ 850 V
Rated Input Voltage	620 V	620 V
Max. Number of Inputs	6	6
Number of MPP Trackers	3	3
Output		
Rated AC Active Power	17,000 W	20,000 W
Max. AC Apparent Power	18,700 VA	22,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	18,700 W	22,000 W
Rated Output Voltage	220V / 380V, 230V / 400V, 3W+N+PE	220V / 380V, 230V / 400V, 3W+N+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current	28.4 A	33.4 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%	< 3%
Protection		
Input-side Disconnection Device	Yes	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes	Yes
DC Overcurrent Protection	Fuseless	Fuseless
DC Reverse-Polarity Protection	Yes	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes	Yes
DC Surge Arrester	Type II	Type II
AC Surge Arrester	Type II	Type II
Insulation Monitoring	Yes	Yes
Residual Current Detection	Yes	Yes
Communication		
Display	Graphic LCD	Graphic LCD
RS485	Yes	Yes
USB	Yes	Yes
General		
Dimensions (W×H×D)	520 x 610 x 255 mm (20.5 x 24.0 x 10.0 inch)	520 x 610 x 255 mm (20.5 x 24.0 x 10.0 inch)
Weight	48 kg (105 lb.)	48 kg (105 lb.)
Operation Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling	Natural Convection	Natural Convection
Max. Operating Altitude Without Derating	3,000 m (9,842 ft.)	3,000 m (9,842 ft.)
Relative Humidity	0~100%	0~100%
DC Connector	Amphenol H4	Amphenol H4
AC Connector	Amphenol C16/3	Amphenol C16/3
Protection Rating	IP65	IP65
Internal Consumption at Night	< 1 W	< 1 W
Topology	Transformerless	Transformerless
Noise Emission (Typical)	<29 dB	<29 dB
Standards Compliance		
Safety / EMC	EN/IEC 61000-6-1, EN/IEC 61000-6-2, EN/IEC 61000-6-3, EN/IEC 61000-6-4, EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2	
Grid Code	IEC 61727, IEC 62116, NB/T 32004-2013, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, C10/11, EN 50438-Ireland, EN 50438-Turkey, AS 4777, PEA (Only 20KTL), MEA (Only 20KTL), NRS 097-2-1	

Always Available for Highest Yields



20160607

www.huawei.com/solar

Anexo F

Folha de cálculo Huawei

Inverter Type		PV Module Type																																																																																											
SUN2000-20KTL		MPPT A		MPPT B	MPPT C																																																																																								
Ambient Temperature min : -10 °C nom : 25 °C max : 70 °C Mounting Mode  Temperature rise 40 °C		Manufacturer: tiago Model: 260w Module in Series: 15 Number of strings: 2 Inclination: 15 Azimuth: 45		Manufacturer: tiago Model: 260w Module in Series: 15 Number of strings: 2 Inclination: 15 Azimuth: 45	Manufacturer: tiago Model: 260w Module in Series: 15 Number of strings: 2 Inclination: 15 Azimuth: 45																																																																																								
Location Portugal Latitude: 41,08° Porto Longitude: -8,36°		Global Irradiation 1561 kWh/m²/a Irradiation on module: 1603 kWh/m²/a		Irradiation on module 1603 kWh/m²/a	Irradiation on module 1603 kWh/m²/a																																																																																								
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Module number:</th> <th>30</th> <th>30</th> <th>30</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PV Nominal Power:</td> <td>7.800 Wp</td> <td>7.800 Wp</td> <td>7.800 Wp</td> </tr> <tr> <td>Umpp(min) at 110 °C</td> <td>329,17 V</td> <td>329,17 V</td> <td>329,17 V</td> </tr> <tr> <td>Umpp at 65 °C</td> <td>397,11 V</td> <td>397,11 V</td> <td>397,11 V</td> </tr> <tr> <td>Umpp(max) at -10 °C</td> <td>510,34 V</td> <td>510,34 V</td> <td>510,34 V</td> </tr> <tr> <td>Uoc(max) at -10 °C</td> <td>632,49 V</td> <td>632,49 V</td> <td>632,49 V</td> </tr> <tr> <td>Uoc at 25 °C</td> <td>567,00 V</td> <td>567,00 V</td> <td>567,00 V</td> </tr> <tr> <td>Max. MPP Current:</td> <td>17,04 A</td> <td>17,04 A</td> <td>17,04 A</td> </tr> </tbody> </table>				Module number:	30	30	30	PV Nominal Power:	7.800 Wp	7.800 Wp	7.800 Wp	Umpp(min) at 110 °C	329,17 V	329,17 V	329,17 V	Umpp at 65 °C	397,11 V	397,11 V	397,11 V	Umpp(max) at -10 °C	510,34 V	510,34 V	510,34 V	Uoc(max) at -10 °C	632,49 V	632,49 V	632,49 V	Uoc at 25 °C	567,00 V	567,00 V	567,00 V	Max. MPP Current:	17,04 A	17,04 A	17,04 A																																																								
Module number:	30	30	30																																																																																										
PV Nominal Power:	7.800 Wp	7.800 Wp	7.800 Wp																																																																																										
Umpp(min) at 110 °C	329,17 V	329,17 V	329,17 V																																																																																										
Umpp at 65 °C	397,11 V	397,11 V	397,11 V																																																																																										
Umpp(max) at -10 °C	510,34 V	510,34 V	510,34 V																																																																																										
Uoc(max) at -10 °C	632,49 V	632,49 V	632,49 V																																																																																										
Uoc at 25 °C	567,00 V	567,00 V	567,00 V																																																																																										
Max. MPP Current:	17,04 A	17,04 A	17,04 A																																																																																										
Defined Layout factor 1,10		Total Input Power: 23.400 Wp OK																																																																																											
PV Parameters (STC : Irradiance 1000W/m², module temperature 25°C, AM=1.5)																																																																																													
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Manufacturer</th> <th>tiago</th> <th>tiago</th> <th>tiago</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Model</td> <td>260w</td> <td>260w</td> <td>260w</td> </tr> <tr> <td>Pmpp:</td> <td>260 Wp</td> <td>260 Wp</td> <td>260 Wp</td> </tr> <tr> <td>Uoc:</td> <td>37,80 V</td> <td>37,80 V</td> <td>37,80 V</td> </tr> <tr> <td>Isc:</td> <td>9,06 A</td> <td>9,06 A</td> <td>9,06 A</td> </tr> <tr> <td>Umpp:</td> <td>30,50 V</td> <td>30,50 V</td> <td>30,50 V</td> </tr> <tr> <td>Impp:</td> <td>8,52 A</td> <td>8,52 A</td> <td>8,52 A</td> </tr> <tr> <td>TcoUmpp:</td> <td>-100,65 mV/K</td> <td>-100,65 mV/K</td> <td>-100,65 mV/K</td> </tr> <tr> <td>TcoUoc:</td> <td>-124,74 mV/K</td> <td>-124,74 mV/K</td> <td>-124,74 mV/K</td> </tr> <tr> <td>Efficiency:</td> <td>16,00%</td> <td>16,00%</td> <td>16,00%</td> </tr> <tr> <td>Max. Voltage:</td> <td>1000V</td> <td>1000V</td> <td>1000V</td> </tr> </tbody> </table>		Manufacturer	tiago	tiago	tiago	Model	260w	260w	260w	Pmpp:	260 Wp	260 Wp	260 Wp	Uoc:	37,80 V	37,80 V	37,80 V	Isc:	9,06 A	9,06 A	9,06 A	Umpp:	30,50 V	30,50 V	30,50 V	Impp:	8,52 A	8,52 A	8,52 A	TcoUmpp:	-100,65 mV/K	-100,65 mV/K	-100,65 mV/K	TcoUoc:	-124,74 mV/K	-124,74 mV/K	-124,74 mV/K	Efficiency:	16,00%	16,00%	16,00%	Max. Voltage:	1000V	1000V	1000V	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Manufacturer</th> <th>tiago</th> <th>tiago</th> <th>tiago</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Model</td> <td>260w</td> <td>260w</td> <td>260w</td> </tr> <tr> <td>Pmpp:</td> <td>260 Wp</td> <td>260 Wp</td> <td>260 Wp</td> </tr> <tr> <td>Uoc:</td> <td>37,80 V</td> <td>37,80 V</td> <td>37,80 V</td> </tr> <tr> <td>Isc:</td> <td>9,06 A</td> <td>9,06 A</td> <td>9,06 A</td> </tr> <tr> <td>Umpp:</td> <td>30,50 V</td> <td>30,50 V</td> <td>30,50 V</td> </tr> <tr> <td>Impp:</td> <td>8,52 A</td> <td>8,52 A</td> <td>8,52 A</td> </tr> <tr> <td>TcoUmpp:</td> <td>-100,65 mV/K</td> <td>-100,65 mV/K</td> <td>-100,65 mV/K</td> </tr> <tr> <td>TcoUoc:</td> <td>-124,74 mV/K</td> <td>-124,74 mV/K</td> <td>-124,74 mV/K</td> </tr> <tr> <td>Efficiency:</td> <td>16,00%</td> <td>16,00%</td> <td>16,00%</td> </tr> <tr> <td>Max. Voltage:</td> <td>1000V</td> <td>1000V</td> <td>1000V</td> </tr> </tbody> </table>		Manufacturer	tiago	tiago	tiago	Model	260w	260w	260w	Pmpp:	260 Wp	260 Wp	260 Wp	Uoc:	37,80 V	37,80 V	37,80 V	Isc:	9,06 A	9,06 A	9,06 A	Umpp:	30,50 V	30,50 V	30,50 V	Impp:	8,52 A	8,52 A	8,52 A	TcoUmpp:	-100,65 mV/K	-100,65 mV/K	-100,65 mV/K	TcoUoc:	-124,74 mV/K	-124,74 mV/K	-124,74 mV/K	Efficiency:	16,00%	16,00%	16,00%	Max. Voltage:	1000V	1000V	1000V
Manufacturer	tiago	tiago	tiago																																																																																										
Model	260w	260w	260w																																																																																										
Pmpp:	260 Wp	260 Wp	260 Wp																																																																																										
Uoc:	37,80 V	37,80 V	37,80 V																																																																																										
Isc:	9,06 A	9,06 A	9,06 A																																																																																										
Umpp:	30,50 V	30,50 V	30,50 V																																																																																										
Impp:	8,52 A	8,52 A	8,52 A																																																																																										
TcoUmpp:	-100,65 mV/K	-100,65 mV/K	-100,65 mV/K																																																																																										
TcoUoc:	-124,74 mV/K	-124,74 mV/K	-124,74 mV/K																																																																																										
Efficiency:	16,00%	16,00%	16,00%																																																																																										
Max. Voltage:	1000V	1000V	1000V																																																																																										
Manufacturer	tiago	tiago	tiago																																																																																										
Model	260w	260w	260w																																																																																										
Pmpp:	260 Wp	260 Wp	260 Wp																																																																																										
Uoc:	37,80 V	37,80 V	37,80 V																																																																																										
Isc:	9,06 A	9,06 A	9,06 A																																																																																										
Umpp:	30,50 V	30,50 V	30,50 V																																																																																										
Impp:	8,52 A	8,52 A	8,52 A																																																																																										
TcoUmpp:	-100,65 mV/K	-100,65 mV/K	-100,65 mV/K																																																																																										
TcoUoc:	-124,74 mV/K	-124,74 mV/K	-124,74 mV/K																																																																																										
Efficiency:	16,00%	16,00%	16,00%																																																																																										
Max. Voltage:	1000V	1000V	1000V																																																																																										
		Inverter Parameters SUN2000-20KTL		System Result																																																																																									
<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Rated output power :</td> <td>22.000 W</td> <td>Max. output Power :</td> <td>22.000 VA</td> </tr> <tr> <td>Max input Power :</td> <td>22.500 W</td> <td>Rated output Voltage :</td> <td>3x230/400V</td> </tr> <tr> <td>Max input Voltage :</td> <td>1000 V</td> <td>AC Power Frequency :</td> <td>50/60 Hz</td> </tr> <tr> <td>MPP Voltage Range :</td> <td>480V~ 800V</td> <td>Max. output current :</td> <td>32 A</td> </tr> <tr> <td>Operating Voltage :</td> <td>250-850 V</td> <td>Power Factor :</td> <td>±0.8</td> </tr> <tr> <td>Rated input Voltage :</td> <td>620 V</td> <td>Max. Total Harmonic Distortion(THD) :</td> <td><3%</td> </tr> <tr> <td>Number of Input :</td> <td>6</td> <td>Operating Temperature :</td> <td>-25°C~+60°C</td> </tr> <tr> <td>Number of MPP trackers :</td> <td>3</td> <td>Max. efficiency :</td> <td>98,60%</td> </tr> <tr> <td>Max. MPP Current :</td> <td>18 A</td> <td>Euro. Efficiency :</td> <td>98,30%</td> </tr> </tbody> </table>		Rated output power :	22.000 W	Max. output Power :	22.000 VA	Max input Power :	22.500 W	Rated output Voltage :	3x230/400V	Max input Voltage :	1000 V	AC Power Frequency :	50/60 Hz	MPP Voltage Range :	480V~ 800V	Max. output current :	32 A	Operating Voltage :	250-850 V	Power Factor :	±0.8	Rated input Voltage :	620 V	Max. Total Harmonic Distortion(THD) :	<3%	Number of Input :	6	Operating Temperature :	-25°C~+60°C	Number of MPP trackers :	3	Max. efficiency :	98,60%	Max. MPP Current :	18 A	Euro. Efficiency :	98,30%	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Total modules:</td> <td>90</td> </tr> <tr> <td>Total Input Power:</td> <td>23.400 Wp</td> </tr> <tr> <td>Layout factor:</td> <td>1,06</td> </tr> <tr> <td colspan="2">(Nominal PV Power / Inverter active power.)</td> </tr> <tr> <td>Module area:</td> <td>146,25 m²</td> </tr> <tr> <td>cos(φ):</td> <td>1,00</td> </tr> <tr> <td>Yield yearly:</td> <td>30.640 kWh</td> </tr> <tr> <td>Performance Ratio:</td> <td>0,817</td> </tr> </tbody> </table>		Total modules:	90	Total Input Power:	23.400 Wp	Layout factor:	1,06	(Nominal PV Power / Inverter active power.)		Module area:	146,25 m²	cos(φ):	1,00	Yield yearly:	30.640 kWh	Performance Ratio:	0,817																																						
Rated output power :	22.000 W	Max. output Power :	22.000 VA																																																																																										
Max input Power :	22.500 W	Rated output Voltage :	3x230/400V																																																																																										
Max input Voltage :	1000 V	AC Power Frequency :	50/60 Hz																																																																																										
MPP Voltage Range :	480V~ 800V	Max. output current :	32 A																																																																																										
Operating Voltage :	250-850 V	Power Factor :	±0.8																																																																																										
Rated input Voltage :	620 V	Max. Total Harmonic Distortion(THD) :	<3%																																																																																										
Number of Input :	6	Operating Temperature :	-25°C~+60°C																																																																																										
Number of MPP trackers :	3	Max. efficiency :	98,60%																																																																																										
Max. MPP Current :	18 A	Euro. Efficiency :	98,30%																																																																																										
Total modules:	90																																																																																												
Total Input Power:	23.400 Wp																																																																																												
Layout factor:	1,06																																																																																												
(Nominal PV Power / Inverter active power.)																																																																																													
Module area:	146,25 m²																																																																																												
cos(φ):	1,00																																																																																												
Yield yearly:	30.640 kWh																																																																																												
Performance Ratio:	0,817																																																																																												

Anexo G

Dimensão dos cabos DC

Tabela G.1: Dimensão dos cabos DC.

De	Para	Distância (m)
Fileira 1	Inversor 1	28,9
Fileira 2	Inversor 1	28,9
Fileira 3	Inversor 1	30,7
Fileira 4	Inversor 1	30,7
Fileira 5	Inversor 1	25,5
Fileira 6	Inversor 1	25,5
Fileira 7	Inversor 2	28,9
Fileira 8	Inversor 2	28,9
Fileira 9	Inversor 2	30,7
Fileira 10	Inversor 2	30,7
Fileira 11	Inversor 2	25,5
Fileira 12	Inversor 2	25,5
Fileira 13	Inversor 3	28,9
Fileira 14	Inversor 3	28,9
Fileira 15	Inversor 3	30,7
Fileira 16	Inversor 3	30,7
Fileira 17	Inversor 3	25,5
Fileira 18	Inversor 3	25,5
Fileira 19	Inversor 4	28,9
Fileira 20	Inversor 4	28,9
Fileira 21	Inversor 4	30,7
Fileira 22	Inversor 4	30,7
Fileira 23	Inversor 4	25,5
Fileira 24	Inversor 4	25,5
Fileira 25	Inversor 5	29,8
Fileira 26	Inversor 5	30,7
Fileira 27	Inversor 5	27,1
Fileira 28	Inversor 5	31,8
Fileira 29	Inversor 5	33,6
Fileira 30	Inversor 5	33,9

Fileira 31	Inversor 6	37,7
Fileira 32	Inversor 6	31,9
Fileira 33	Inversor 6	30,8
Fileira 34	Inversor 6	31,3
Fileira 35	Inversor 6	36
Fileira 36	Inversor 6	36,5
Fileira 37	Inversor 7	46,5
Fileira 38	Inversor 7	38,9
Fileira 39	Inversor 7	31,6
Fileira 40	Inversor 7	32
Fileira 41	Inversor 7	35,3
Fileira 42	Inversor 7	31
Fileira 43	Inversor 8	35,8
Fileira 44	Inversor 8	35,5
Fileira 45	Inversor 8	36,4
Fileira 46	Inversor 8	36,5
Fileira 47	Inversor 8	37,2
Fileira 48	Inversor 8	28,91
Fileira 49	Inversor 9	54,4
Fileira 50	Inversor 9	42,2
Fileira 51	Inversor 9	29,1
Fileira 52	Inversor 9	39,4
Fileira 53	Inversor 9	27,1
Fileira 54	Inversor 9	30,9
Fileira 55	Inversor 10	34,8
Fileira 56	Inversor 10	28,2
Fileira 57	Inversor 10	28,1
Fileira 58	Inversor 10	34,7
Fileira 59	Inversor 10	28,8
Fileira 60	Inversor 10	29,6
Fileira 61	Inversor 11	30,1
Fileira 62	Inversor 11	29,9
Fileira 63	Inversor 11	30,3
Fileira 64	Inversor 11	36,6
Fileira 65	Inversor 11	30,1
Fileira 66	Inversor 11	32,8
Fileira 67	Inversor 12	24,6
Fileira 68	Inversor 12	28,2
Fileira 69	Inversor 12	31,8
Fileira 70	Inversor 12	27,1
Fileira 71	Inversor 12	32,1
Fileira 72	Inversor 12	29,4
Fileira 73	Inversor 13	37,8
Fileira 74	Inversor 13	28,6
Fileira 75	Inversor 13	27,5
Fileira 76	Inversor 13	29
Fileira 77	Inversor 13	31
Fileira 78	Inversor 13	30,8

Fileira 79	Inversor 14	28,5
Fileira 80	Inversor 14	30,1
Fileira 81	Inversor 14	32,1
Fileira 82	Inversor 14	29,9
Fileira 83	Inversor 14	29,6
Fileira 84	Inversor 14	26
Fileira 85	Inversor 15	27,7
Fileira 86	Inversor 15	30,7
Fileira 87	Inversor 15	25,7
Fileira 88	Inversor 15	28
Fileira 89	Inversor 15	31,1
Fileira 90	Inversor 15	32,5
Total (m)		3100

Anexo H

Dimensão dos cabos AC

Tabela H.1: Dimensão dos cabos AC.

De	Para	Distância (m)
Inversor 1	QAC	112,4
Inversor 2	QAC	93,4
Inversor 3	QAC	80
Inversor 4	QAC	72
Inversor 5	QAC	64,5
Inversor 6	QAC	43,4
Inversor 7	QAC	16,9
Inversor 8	QAC	48,1
Inversor 9	QAC	69,5
Inversor 10	QAC	47,5
Inversor 11	QAC	75
Inversor 12	QAC	56,9
Inversor 13	QAC	33,8
Inversor 14	QAC	46,8
Inversor 15	QAC	64
Total (m)		1100

Anexo I

Cabo DC e AC

LOW VOLTAGE CABLE

APPLICATION

Power supply cable for rated voltage up to 0,6/1kV. Suitable for indoor and outdoor fixed installations, protected or not, in industrial areas, buildings and similar applications.

CABLE DESIGNATION

Cu / XLPE / PVC: XV • FXV

Al / XLPE / PVC: LXV

F – Flexible

CONSTRUCTION CHARACTERISTICS

Conductor

Copper (plain annealed): solid class 1 or stranded class 2 or flexible class 5, circular or sector shaped
Aluminium: stranded class 2, circular or sector shaped.

Insulation

XLPE – (Cross-linked polyethylene).

Oversheath

PVC – (Polyvinyl chloride), type ST 2.

COLOUR AND CABLE MARKING

Black (or other upon agreement).

Oversheath marked at regular intervals with the following information:

CABELTE <Cable designation> <n.^o cond.> x <cross-section> 0,6/1kV <year of manufacture> <metric marking>

IDENTIFICATION OF INSULATED CONDUCTORS

N.º of conductors		2	3	4	5
Insulation colouring (HD 308.S2)	With earth conductor	-	GNYE-BU-BN	GNYE-BN-BK-GY	GNYE-BU-BN-BK-GY
	Without earth conductor	BU-BN	BN-BK-GY	BU-BN-BK-GY	BU-BN-BK-GY-BK

GENERAL CHARACTERISTICS

Construction and test standards	IEC 60228 • IEC 60502-1
Rated voltage U_0/U	0,6 / 1 kV
Test voltage	3,5 kV a.c. 5 minutes
Conductor maximum operating temperature	90°C
Maximum short-circuit temperature	250°C (t ≤ 5s)
Minimum bending radius (mm) (permanent, after installation) (during installation)	4xd if d<25 • 6xd if d≥25 • 8xd if sector shape cond. 6xd if d<25 • 9xd if d≥25 • 12xd if sector shape cond.
Maximum pulling force over conductor (N)	Copper – 50 x S Aluminium – 30 x S
Flame retardant	IEC 60332-1-2 • EN 60332-1-2 (cable vertically mounted, length of charred cable ≤ 540 mm)

S – conductor cross-section (mm²)

d – cable outer diameter (mm)



We reserve the right to modify, at any time, without any obligation and without prior notice, the specifications and other technical data in this document, which must be confirmed when ordering.



CU or AL · XLPE · PVC

Utility and Industrial Cables

Unarmoured · IEC 60502-1

LOW VOLTAGE CABLE

ADDITIONAL CHARACTERISTICS *

Fire retardant (frt)

IEC 60332-3-24 · EN 60332-3-24 (bunch of cables vertically mounted on a ladder, length of charred cable $\leq 2,5$ m)

Oil resistant, Hydrocarbon resistance

*Can be supplied upon agreement.

ELECTRICAL AND DIMENSIONAL CHARACTERISTICS

Cable composition n.º cond. x cross-section (mm²)	Approximate outer diameter (mm)	Approximate weight (kg/km)	Current carrying capacity In open air ⁽²⁾ T = 30°C (A)	
			2 charged conductors	3 charged conductors
XV				
1 x 10	8,5	150	90	80
1 x 16	9,5	210	121	107
1 x 25	11	310	161	141
1 x 35	12,5	405	200	176
1 x 50	13,5	530	242	216
1 x 70	15,5	735	310	279
1 x 95	17,5	985	377	342
1 x 120	19,5	1 230	437	400
1 x 150	21	1 490	504	464
1 x 185	22,5	1 855	575	533
1 x 240	25,5	2 395	679	634
1 x 300	29	3 020	783	736
1 x 400	32,5	3 940	940	868
1 x 500	36	4 875	1 083	998
2 x 1,5	9	115	26	
2 x 2,5	9,5	145	36	
2 x 4	11	190	49	
2 x 6	12	245	63	
2 x 10	14,5	380	86	
2 x 16	16,5	535	115	
2 x 25	20,5	835	149	
2 x 35 ⁽¹⁾	17,5	800	185	
2 x 50 ⁽¹⁾	20	1 060	225	
3 x 1,5	9,5	130	26	
3 x 2,5	10	170	36	
3 x 4	11,5	230	49	
3 x 6	12,5	300	63	
3 x 10	15,5	470	86	

Current carrying capacity - for class 5 conductors (FXV) multiply tabulated values by 0,95 for $S \leq 16$ mm² and by 0,97 for $S \geq 25$ mm².

We reserve the right to modify, at any time, without any obligation and without prior notice, the specifications and other technical data in this document, which must be confirmed when ordering.



LOW VOLTAGE CABLE

Cable composition n.º cond. x cross-section (mm²)	Approximate outer diameter (mm)	Approximate weight (kg/km)	Current carrying capacity In open air ⁽²⁾ T = 30°C (A)	
			2 charged conductors	3 charged conductors
3 x 16	18	700	115	
3 x 25	22	1 050	149	
3 x 35 ⁽¹⁾	20,5	1 145	185	
3 x 50 ⁽¹⁾	23,5	1 520	225	
4 x 1,5	10	155		23
4 x 2,5	11	205		32
4 x 4	12,5	275		42
4 x 6	13,5	370		54
4 x 10	16,5	560		75
4 x 16	19,5	865		100
3 x 16 + 1 x 10	19	815		100
3 x 25 + 1 x 16	23	1 220		127
3 x 35 + 1 x 16 ⁽¹⁾	24	1 360		158
3 x 50 + 1 x 25 ⁽¹⁾	27	1 825		192
3 x 70 + 1 x 35 ⁽¹⁾	31,5	2 575		246
3 x 95 + 1 x 50 ⁽¹⁾	35,5	3 520		298
3 x 120 + 1 x 70 ⁽¹⁾	39	4 410		346
3 x 150 + 1 x 70 ⁽¹⁾	42,5	5 375		399
3 x 185 + 1 x 95 ⁽¹⁾	45	6 835		456
3 x 240 + 1 x 120 ⁽¹⁾	53	8 655		538
5 x 1,5	11	185		23
5 x 2,5	12	245		32
5 x 4	13,5	335		42
5 x 6	14,5	450		54
5 x 10	18	690		75
5 x 16	21,5	1 065		100
3 x 16 + 2G10	20	885		100
3 x 25 + 2G16	24,5	1 380		127
3 x 35 + 2G16	26	1 705		158
3 x 50 + 2G25	30,5	2 340		192
3 x 70 + 2G35	35	3 260		246
3 x 95 + 2G50	41	4 490		298
3 x 120 + 2G70	46	5 805		346
3 x 150 + 2G70	49	6 735		399
3 x 185 + 2G95	53,5	8 505		456
3 x 240 + 2G120	61	10 985		538

Current carrying capacity - for class 5 conductors (FXV) multiply tabulated values by 0,95 for $S \leq 16 \text{ mm}^2$ and by 0,97 for $S \geq 25 \text{ mm}^2$.

Cable composition n.º cond. x cross-section (mm²)	Approximate outer diameter (mm)	Approximate weight (kg/km)	Current carrying capacity In open air ⁽²⁾ T = 30°C (A)	
			2 charged conductors	3 charged conductors
LXV				
1 x 16	9,5	115	—	84
1 x 25	11	155	121	107
1 x 35	12	195	150	135
1 x 50	13,5	240	184	165
1 x 70	15,5	320	237	215
1 x 95	17	410	289	264
1 x 120	19	505	337	308
1 x 150	21	605	389	358
1 x 185	23	745	447	413
1 x 240	25,5	925	530	492
1 x 300	29	1 145	613	571
1 x 400	32,5	1 465	740	694
1 x 500	36	1 820	856	806
1 x 630	41,5	2 375	996	942
4 x 16	19,5	475		77
4 x 25	24	695		97
3 x 25 + 1 x 16	23	665		97
3 x 35 + 1 x 16 ⁽¹⁾	24	625		120
3 x 50 + 1 x 25 ⁽¹⁾	27	795		146
3 x 70 + 1 x 35 ⁽¹⁾	31,5	1 110		187
3 x 95 + 1 x 50 ⁽¹⁾	35,5	1 455		227
3 x 120 + 1 x 70 ⁽¹⁾	39	1 800		263
3 x 150 + 1 x 70 ⁽¹⁾	42,5	2 200		304
3 x 185 + 1 x 95 ⁽¹⁾	45	2 700		347
3 x 240 + 1 x 120 ⁽¹⁾	53	3 475		407

Other compositions are available, contact inform@cabelte.pt for information.

(1) Phase conductors sector shape.

(2) Installation in free air or on perforated cable tray, horizontal or vertical.

Only one circuit is considered.

Singlecore cables – Flat touching installation.

Cables with 2 and 3 conductors: 2 charged conductors.

Cables with 4 and 5 conductors: 3 charged conductors.

For compositions of 4 conductors, the same characteristics apply if the fourth conductor is the earth conductor or neutral conductor.

Anexo J

Cabo Terra

APPLICATION

Single core insulated conductor, without sheath, for general purposes. Suitable for fixed protected installation in, or on, lighting or controlgear for rated voltages up to 450/750 V. Installation in surface mounted or embedded conduits, or similar closed systems.

Extra sliding cable.

CABLE DESIGNATION

Cu / PVC: H07V-U • H07V-R • H07V-K

CONSTRUCTION CHARACTERISTICS

Conductor

Copper (plain annealed): Solid class 1: (H07V-U)

Rigid stranded class 2: (H07V-R)

Flexible class 5: (H07V-K)

Insulation

PVC (Polyvinyl chloride), type TI 1.

COLOUR AND CABLE MARKING

Black • Blue • Brown • Grey • Orange • Pink • Red • Turquoise • Violet • White.

Bi-colours not used except the combination of the mono-colours green and yellow.

Oversheath marked at regular intervals with the following information:

<CERTIF> <HAR> CABELTE H07V-U (R) (K)

GENERAL CHARACTERISTICS

Construction and test standards	IEC 60228 HD 21.3
Rated voltage U_0/U	450/750 V
Test voltage	2 500 V a.c. 5 minutes
Conductor maximum operating temperature	70°C
Maximum short-circuit temperature	160°C (t ≤ 5s)
Minimum bending radius (mm)	H07V-U (R) 4 x d if d ≤ 8 • 5 x d if 8 < d ≤ 12 • 6 x d if d > 12 H07V-K 3 x d if d ≤ 12 • 4 x d if d > 12
Maximum pulling force over conductor (N)	H07V-U (R) 50 x S H07V-K 15 x S recommended not to exceed 1000 N
Flame retardant	IEC 60332-1-2 • EN 60332-1-2 (cable vertically mounted, length of charred cable ≤ 540 mm)

S – conductor cross-section (mm²)

d – cable outer diameter (mm)



ELECTRICAL AND DIMENSIONAL CHARACTERISTICS

Cable composition n.º cond. x cross-section (mm²)	Approximate outer diameter (mm)	Approximate weight (kg/km)	Current carrying capacity One circuit inside embedded conduits T = 30°C (A)	
			2 charged conductors	3 charged conductors
H07V-U				
1 x 1,5	3,0	20	17,5	15,5
1 x 2,5	3,5	30	24	21
1 x 4	4,0	45	32	28
1 x 6	4,5	65	41	36
H07V-R				
1 x 1,5	3,5	20	17,5	15,5
1 x 2,5	4,0	35	24	21
1 x 4	4,5	50	32	28
1 x 6	5,0	70	41	36
1 x 10	6,5	110	57	50
1 x 16	7,5	180	76	68
1 x 25	9,0	265	101	89
1 x 35	10,0	350	125	110
1 x 50	11,5	490	151	134
1 x 70	13,5	695	192	171
1 x 95	15,5	960	232	207
1 x 120	17,0	1 200	269	239
1 x 150	19,0	1 450		
1 x 185	21,0	1 845		
1 x 240	24,0	2 405		
1 x 300	26,5	3 045		
1 x 400	30,0	3 845		
H07V-K				
1 x 1,5	3,0	20	16,6	14,7
1 x 2,5	3,7	35	23	20
1 x 4	4,2	50	30	27
1 x 6	5,5	70	39	34
1 x 10	6,5	110	54	48
1 x 16	8,5	175	72	65
1 x 25	9,5	255	98	86
1 x 35	11,0	350	121	107
1 x 50	13,5	515	146	130
1 x 70	15,0	675	186	166
1 x 95	16,5	890	225	201
1 x 120	18,5	1 145	261	231
1 x 150	20,5	1 420		
1 x 185	22,5	1 715		
1 x 240	29,0	2 310		

Other compositions are available, contact inform@cabelte.pt for information.
Only one circuit is considered.

Anexo K

Quadro AC

Ficha técnica de produto FM208

:hager

Armário de solo IP55 a.1860 l.700 p.260

Propriedades técnicas

Largura produto instalado	700 mm
Altura produto instalado	1860 mm
Profundidade produto instalado	260 mm



Ficha técnica de produto FM307

:hager

Armário de solo IP55 a.1710 l.900 p.260

Propriedades técnicas

Largura produto instalado	900 mm
Altura produto instalado	1710 mm
Profundidade produto instalado	260 mm



Anexo L

Descarregador de sobretensões

Ficha técnica de produto
SPA401

:hager

Limit. Sobret. Mono. 3P+N 12,5KA C/Sin.



Propriedades técnicas

Nº de módulos	4
Nível de proteção Up segundo IEC61643-1	1,5 kV
Classe de teste conforme IEC61643-1 / VDE0675-6	1/ B/ T1
Corrente máxima de descarga (Imáx) ou Corrente de choque (Iimp)	12,5 kA
Contacto de tele-sinalização	Não
Tensão alternada estipulada de utilização	230/400 V
Secção de ligação em cabo flexível	1,5 / 25mm ²
Secção de ligação em cabo rígido	1,5 / 16mm ²
Temperatura de funcionamento	-40 a 80 °C

Anexo M

Disjuntores AC

Ficha técnica de produto HND631H

:hager

Disj. geral h630 LSI 4P4D 630A 50kA



Propriedades técnicas

Nº de pólos	4 P
Intensidade nominal	630 A
Frequência de funcionamento	50/60 Hz
Categoria de utilização	A
Tipo de disparador	LSI
Pdc limite em c.a. 400V (EN 60947-2)	50 kA
Tensão alternada estipulada de utilização	220/690 V
Tensão estipulada de isolamento	800 V
Nº de manobras eléctricas em ciclos	1000
Nº de manobras mecânicas	4000
Temperatura de funcionamento	-25 a 70 °C
Secção de ligação em cabo flexível	35 / 240mm ²
Secção de ligação em cabo rígido	35 / 240mm ²

Ficha técnica de produto NFN440

:hager

Disjuntor 4P 40A C 6/10kA 4M

Propriedades técnicas

Intensidade nominal	40 A
Poder de corte estipulado	6 kA
Curva	C
Tensão alternada estipulada de utilização	230/400 V
Frequência de funcionamento	50/60 Hz
Poder de corte de serviço conforme EC 947.2 50Hz	75 %
Poder de corte de serviço conforme EN60898	6 kA
Nº de módulos	4
Nº de pólos	4 P
Temperatura de funcionamento	-25 a 60 °C

Anexo N

Interruptor de proteção diferencial

Ficha técnica de produto
CFC440P

:hager

Inter. dif. 4P 40A 300 mA tipo AC 4M

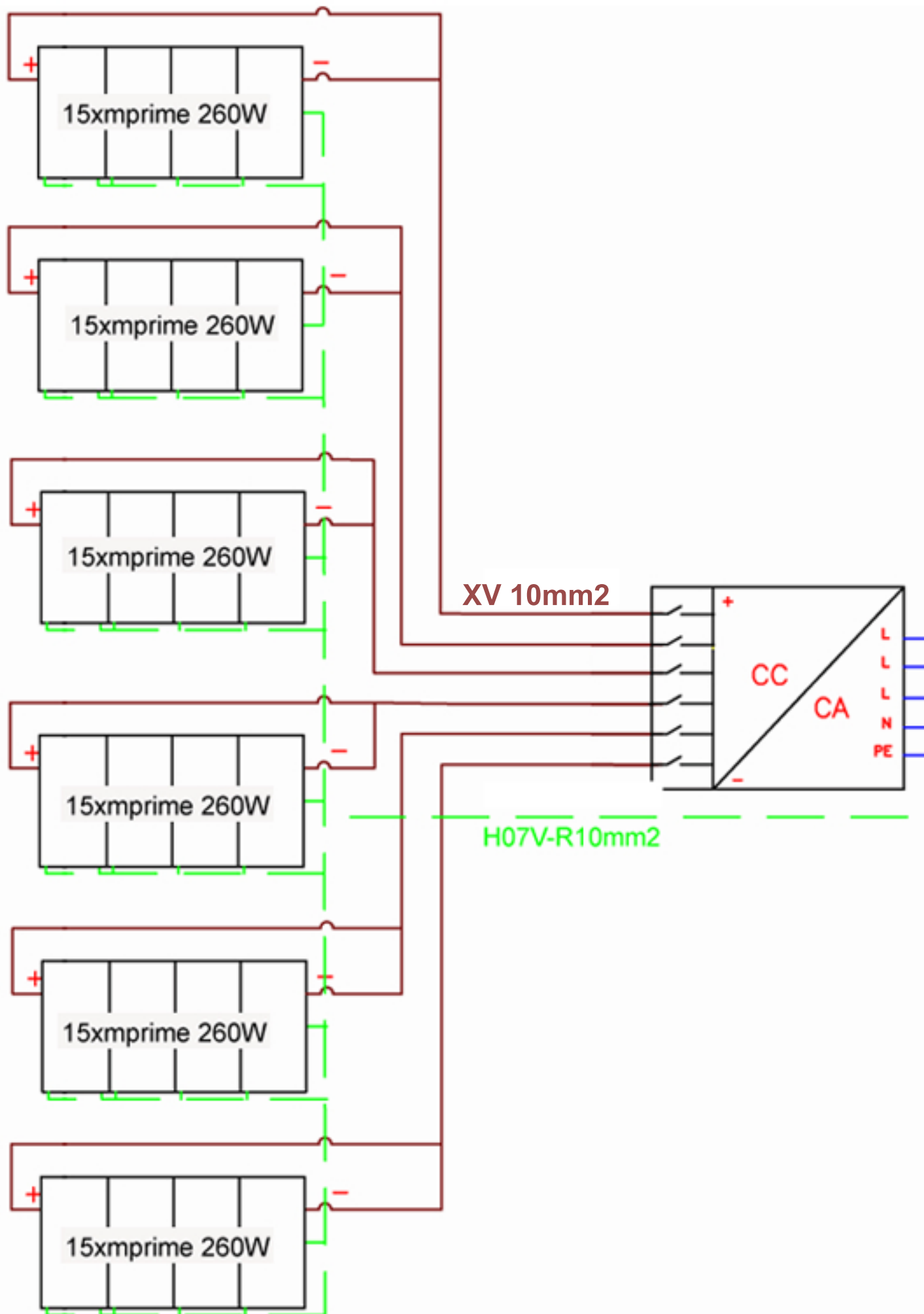


Propriedades técnicas

Nº de pólos	4 P
Tipo de protecção diferencial	AC
Sensibilidade diferencial	300 mA
Intensidade nominal	40 A
Frequência de funcionamento	50 Hz
Nº de módulos	4
Secção de ligação em cabo flexível	16mm ²
Secção de ligação em cabo rígido	25 mm ²
Temperatura de funcionamento	-5 a 40 °C

Anexo O

Esquema unifilar da ligação dos painéis





XV 3X50+2G25mm²

QCA

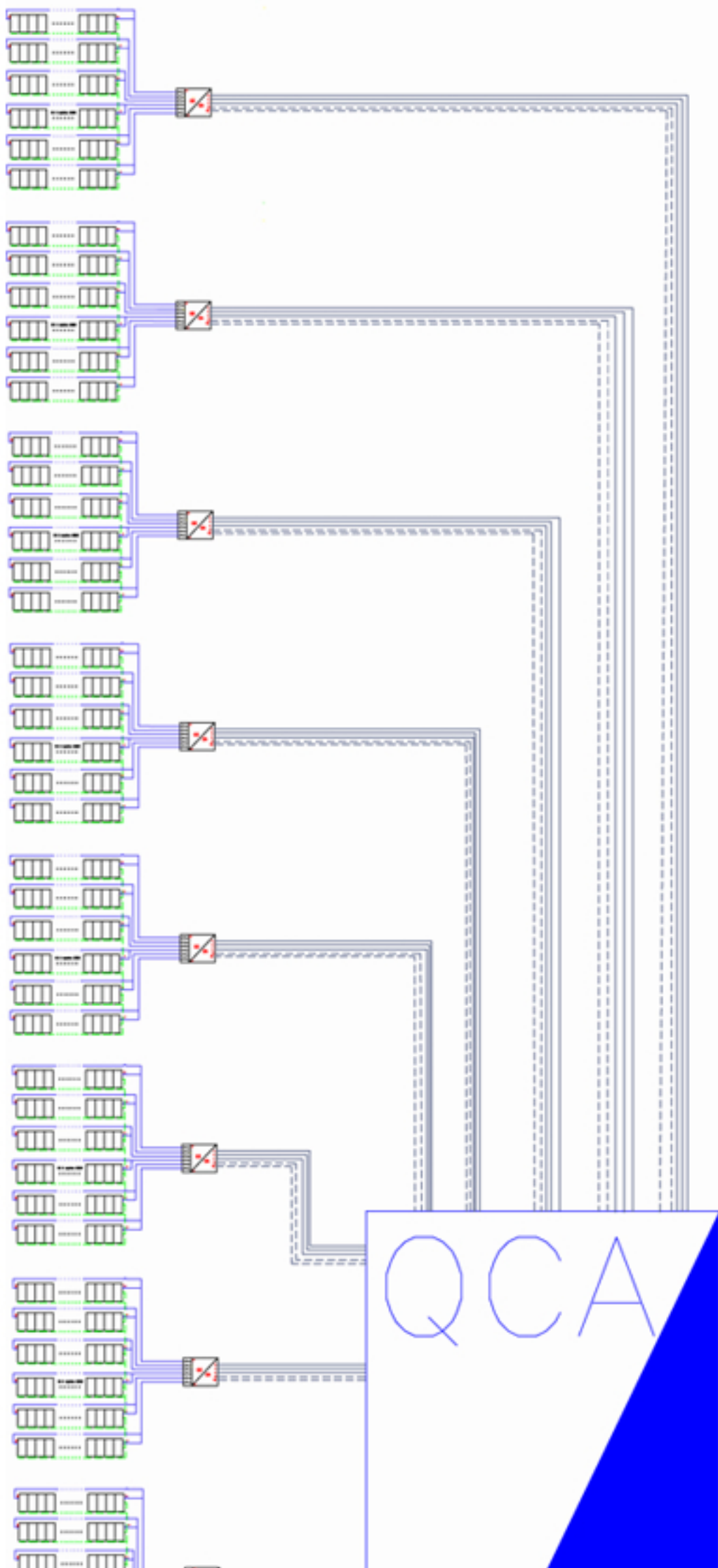
XV 240mm²

XV 240mm²

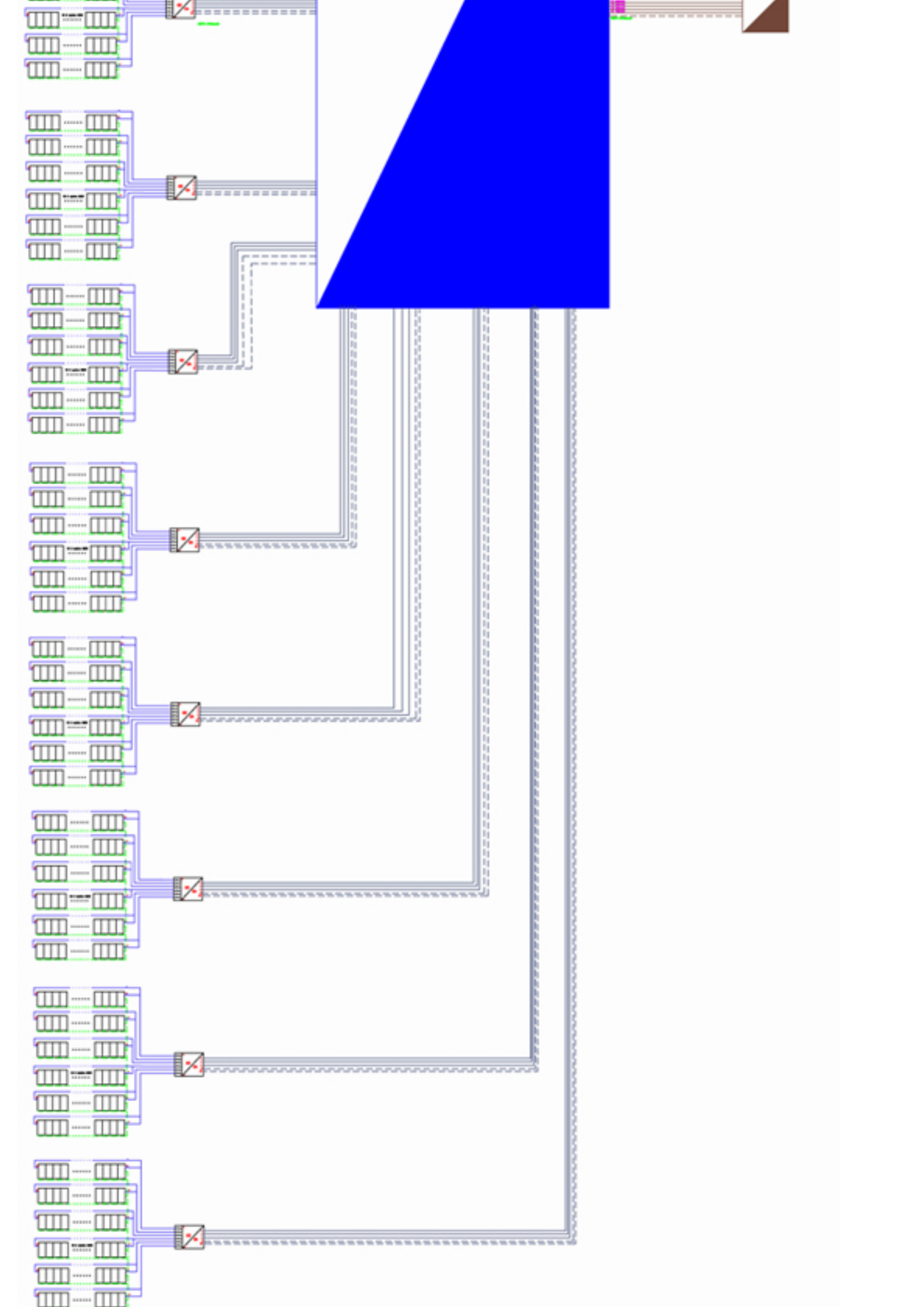
XV 240mm²

XV 185mm²

QGBT



QGBT



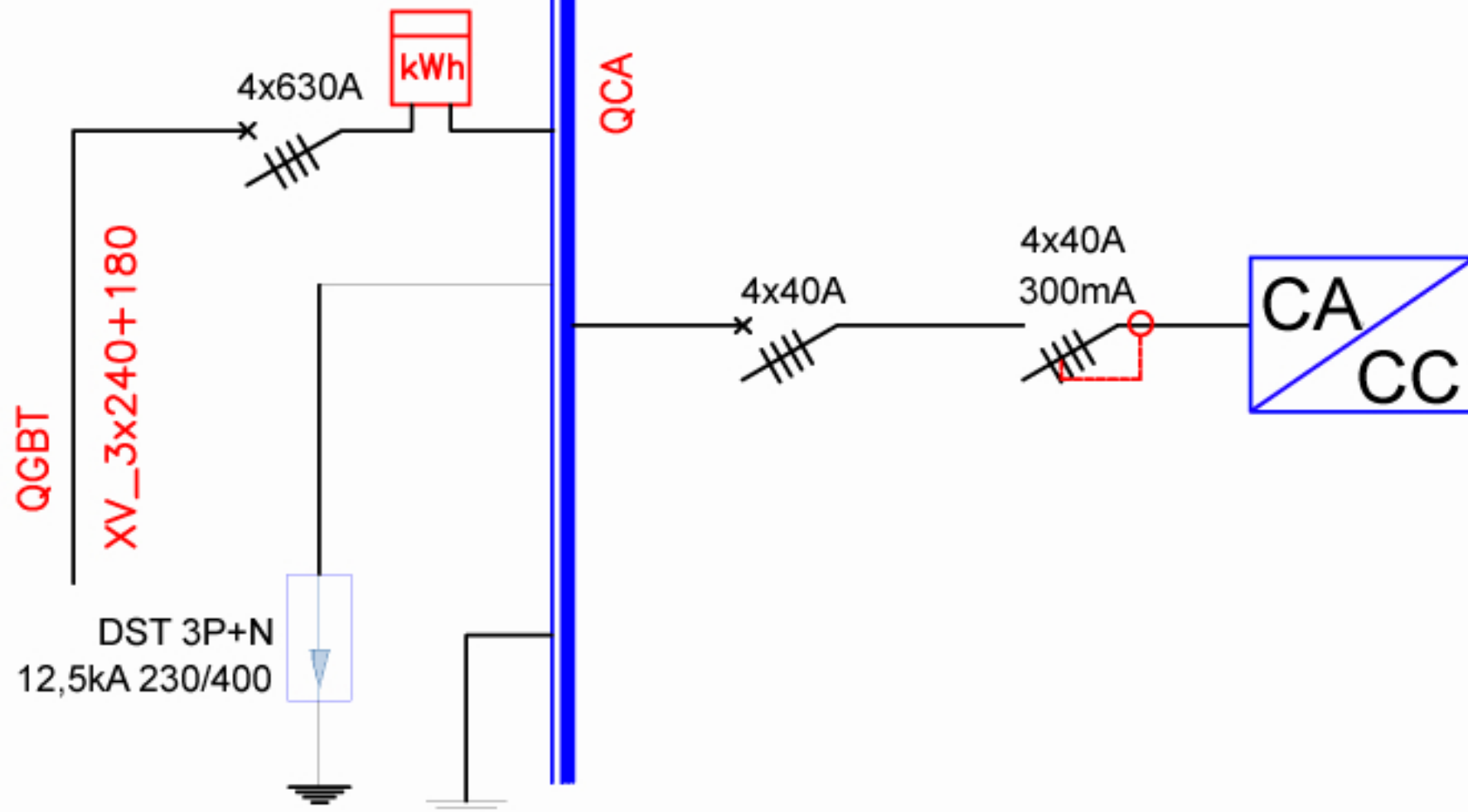
				
OBRA: Projeto de um recurso solar fotovoltaico numa indústria têxtil				DESENHO Nº:
REQUERENTE:				ESCALA: S/ ESCALA
PROJECTO:				PROCESSO:
LOCAL: Vizela			DESIGNAÇÃO: XXX	
DATA: 25-06-2017	DATA REVISÃO: XXX	SUBSTITUI: XXX	REVISÃO: XXX	PISO: XXX
PROJECTOU: Tiago da Silva		COLABOROU: XXX		DESENHOU: XXX

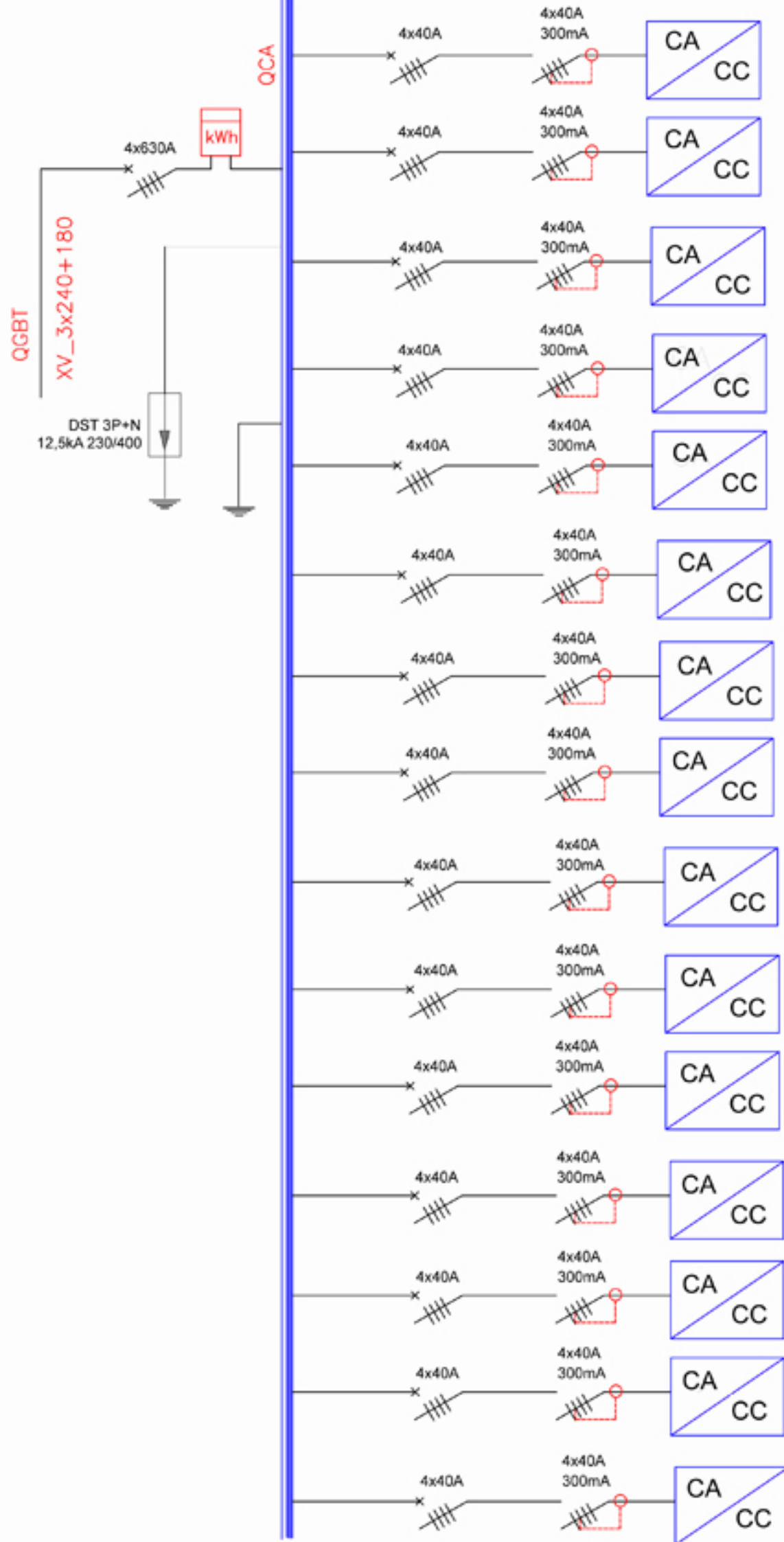
LEGENDA

	INVERSOR
QCA	QUADRO DE PROTEÇÃO DE CORRENTE ALTERNADA
	PAINEL FOTOVOLTAICO
QGBT	QUADRO GERAL DE BAIXA TENSÃO

Anexo P

Esquema unifilar das proteções







OBRA: Projeto de um recurso solar fotovoltaico numa indústria têxtil				DESENHO Nº:	
REQUERENTE:				ESCALA: S/ESC	
PROJECTO:				PROCESSO:	
LOCAL: Vizela			DESIGNAÇÃO: Diagrama de Quadro AC		
DATA: 25/06/2017	DATA REVISÃO: .	SUBSTITUI:	REVISÃO: .	PISO: .	
PROJECTOR: Tiago da Silva		COLABOROU: .		DESENHOU: .	

LEGENDA

	DISJUNTOR
	INVERSOR
	ELÉTRODO DE TERRA
	INTERRUPTOR DIFERENCIAL
QCA	QUADRO DE PROTEÇÃO DE CORRENTE ALTERNADA
	CONTADOR DE ENERGIA
	DESCARREGADOR DE SOBRETENSÃO
	PAINEL FOTOVOLTAICO

Anexo Q

Cash flows da central

Tabela Q.1: Evolução dos *cash flows* da central.

Ano	Proveitos (€)	Investimento (€)
0	0	-318822
1	47684	-271138
2	47048	-224090
3	46730	-177359
4	46412	-130947
5	46095	-84852
6	45777	-39076
7	45459	6383
8	45141	51524
9	44823	96347
10	44505	140852
11	44187	185039
12	43869	228908
13	43551	272460
14	43233	315693
15	42916	358609
16	42598	401206
17	42280	443486
18	41962	485448
19	41644	527092
20	41326	568418
21	41008	609427
22	40690	650117
23	40372	690489
24	40055	730544
25	39737	770281
Total proveitos (€)		1089103
Lucro (€)		770281

Referências

- [1] Eurostat. Climate change - driving forces, Fevereiro 2017. URL: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Climate_change_-_driving_forces [último acesso em 26-05-2017].
- [2] Eurostat. Energy from renewable sources, Março 2017. URL: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_from_renewable_sources [último acesso em 29-05-2017].
- [3] European Union. EU ENERGY IN FIGURES, STATISTICAL POCKETBOOK 2016, 2016. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-statistical-pocketbook> [último acesso em 01-06-2017].
- [4] PORDATA - Base de Dados de Portugal Contemporâneo. Consumo de energia eléctrica: total e por tipo de consumo - Portugal, Janeiro 2017.
- [5] International Energy Agency. Energy Policies of IEA Countries, Portugal 2016 Review, 2016.
- [6] APREN - Associação Portuguesa De Energias Renováveis. EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NOS CENTROS ELETRO-PRODUTORES (2000-2016), 2016. URL: <http://www.apren.pt/pt/dados-tecnicos-3/dados-nacionais-2/potencia-2/potencia-de-ligacao-a-rede-dos-centros-eletroprodutores-2000-2015-3/> [último acesso em 31-05-2017].
- [7] PORDATA - Base de Dados de Portugal Contemporâneo. Importações: total e por tipo de produto energético - Europa, Fevereiro 2017.
- [8] APREN - Associação Portuguesa De Energias Renováveis. PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE POR FONTE (1999-2016), 2016. URL: <http://www.apren.pt/pt/dados-tecnicos-3/dados-nacionais-2/producao-2/a-producao-de-eletricidade-em-portugal-3/producao-de-eletricidade-por-fonte-1999-2015-2/> [último acesso em 31-05-2017].
- [9] Redes Energéticas Nacionais-REN. Dados técnicos 2016, Janeiro 2016.
- [10] Ordem dos Engenheiros Região Norte Raul Cunha. A importância da descentralização da produção de energia eléctrica no âmbito da descarbonização da economia. 2016. URL: http://www.oern.pt/documentos/2016/05_raul_cunha.pdf [último acesso em 31-05-2017].

- [11] APREN - Associação Portuguesa De Energias Renováveis. EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NOS CENTROS ELETROPRODUTORES RENOVÁVEIS (2000-2016), 2016. URL: <http://www.apren.pt/pt/dados-tecnicos-3/dados-nacionais-2/potencia-2/potencia-instalada-das-centrais-renovaveis-2000-2015/> [último acesso em 31-05-2017].
- [12] Pedro Pina Nuno Patrício. Electrónica PT. URL: <https://www.electronica-pt.com/energia-solar> [último acesso em 31-05-2017].
- [13] M Cunha e Vãos Envidraçados. Geometria de insolação—optimização do dimensionamento de elementos de protecção solar. *Faculdade de Engenharia do Porto, Porto*, 2008.
- [14] PROGRAMA ALTERNER. Energia fotovoltaica—manual sobre tecnologias, projeto e instalação. *GREENPRO, Janeiro de*, 2004.
- [15] A Falcão. Energia solar: Movimento e posicionamento relativos terra-sol, 2008.
- [16] Thomas Huld, Richard Müller, e Attilio Gambardella. A new solar radiation database for estimating pv performance in europe and africa. *Solar Energy*, 86(6), 2012.
- [17] Marcel Šúri, Thomas A Huld, Ewan D Dunlop, e Heinz A Ossenbrink. Potential of solar electricity generation in the european union member states and candidate countries. *Solar energy*, 81(10), 2007.
- [18] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia Filipe Pinto, Governo de Portugal. Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída, Novembro 2015. URL: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/20151120_filipepinto_7615808675660254a2675c.pdf [último acesso em 31-05-2017].
- [19] Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída, Governo de Portugal, Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Setembro 2014. URL: <http://www.futursolutions.pt/docs/EnquadProdDistri.pdf> [último acesso em 31-05-2017].
- [20] Abb Sace. Technical application papers no. 10—photovoltaic plants. *A Division of ABB SpALV Breakers*, 2010. URL: [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/c71c66c1f02e6575c125711f004660e6/d54672ac6e97a439c12577ce003d8d84/\\$FILE/Vol.10.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/c71c66c1f02e6575c125711f004660e6/d54672ac6e97a439c12577ce003d8d84/$FILE/Vol.10.pdf) [último acesso em 01-06-2017].
- [21] certificadosenergeticos.com. Qué tipo de paneles fotovoltaicos son los más eficientes y rentables? URL: <http://www.certificadosenergeticos.com/tipo-paneles-fotovoltaicos-son-mas-eficientes-rentables1> [último acesso em 02-06-2017].
- [22] Geoffrey Carr. Sunny uplands, Novembro 2012. URL: <http://www.economist.com/news/21566414-alternative-energy-will-no-longer-be-alternative-sunny-uplands> [último acesso em 05-06-2017].
- [23] João Tavares Pinho e Marco A GALDINO. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb*, 2014.

- [24] PVSOL. Design and Simulation of Photovoltaic Systems Manual.
- [25] Jorge Miguel Torrado de Sousa e Doutor Adelino Pereira. Funcionamento e aplicação de células fotovoltaicas de terceira geração. 2011.
- [26] Cláudio Monteiro. FEUP-Tecnologias FV. 2017.
- [27] Cláudio Monteiro. FEUP-A célula FV, 2017.
- [28] Parlamento Europeu. ENERGIAS RENOVÁVEIS. *Fichas técnicas sobre a União Europeia*, 2017. URL: http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/pt/FTU_5.7.4.pdf [último acesso em 20-03-2017].
- [29] Consequências das alterações climáticas. *Comissão Europeia*, 2017. URL: https://ec.europa.eu/clima/change/consequences_pt [último acesso em 20-03-2017].
- [30] Viver bem, dentro dos limites do nosso planeta . *Comissão Europeia*. URL: <http://ec.europa.eu/environment/pubs/pdf/factsheets/7eap/pt.pdf> [último acesso em 20-03-2017].
- [31] Associação Portuguesa de Energias Renováveis. REPAP 2020. URL: <http://www.apren.pt/pt/dadostecnicos/index.php?id=220&cat=197> [último acesso em 20-03-2017].
- [32] Causas das alterações climáticas. *Comissão Europeia*, 2017. URL: https://ec.europa.eu/clima/change/causes_pt [último acesso em 20-03-2017].
- [33] Política Climática UE 2020. *Agência Portuguesa do Ambiente*, Março 2017. URL: <https://www.apambiente.pt/index.php?ref=16&subref=81&sub2ref=119&sub3ref=506> [último acesso em 20-03-2017].
- [34] Portugal 2020. Portugal é dos países que mais consome energias renováveis na UE. Abril 2017. URL: <https://www.portugal2020.pt/Portal2020/portugal-e-dos-paises-que-mais-consome-energias-renovaveis-na-ue> [último acesso em 2-05-2017].
- [35] Miguel Prado. Vem aí um mega investimento em energia solar e sem subsídios. *Expresso*, Agosto 2016. URL: <http://expresso.sapo.pt/economia/2016-08-27-Vem-ai-um-mega-investimento-em-energia-solar-e-sem-subsidios> [último acesso em 20-03-2017].
- [36] Inês Apolinário Castedo de Almeida. *Avaliação e comparação do potencial solar e fotovoltaico em zonas urbanas*. Tese de doutoramento, Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2013.
- [37] Motor24. Ferramenta online mostra o potencial de Portugal para a energia solar, Fevereiro 2017. URL: <http://www.motor24.pt/ecologia/global-solar-atlas-mostra-potencial-portugal-energia-solar/> [último acesso em 20-03-2017].
- [38] Portal Energia. Um potencial desaproveitado, Agosto 2008. URL: <https://www.portal-energia.com/um-potencial-desaproveitado/> [último acesso em 20-03-2017].

- [39] Ricardo Jorge Costa. Energias renováveis: Um potencial desaproveitado, Abril 2003. URL: <http://www.apagina.pt/?aba=7&cat=122&doc=9370&mid=2> [último acesso em 20-03-2017].
- [40] Bárbara Silva. Energia solar atrai investimentos milionários para os próximos anos. *Diário de Notícias*, Março 2017. URL: <http://www.dn.pt/dinheiro/interior/energia-solar-atrai-investimentos-milionarios-para-os-proximos-anos-5705639.html> [último acesso em 20-03-2017].
- [41] André Cabrita-Mendes. Portugal está a instalar 180 megawatts de energia solar sem subsídios. *Jornal de Negócios*, Julho 2016. URL: http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/portugal_esta_a_instalar_180_megawatts_de_energia_solar_sem_subsidios [último acesso em 20-03-2017].
- [42] Paulo Melo. 2016, ANO DE OURO PARA A TÊXTIL, 2017. URL: <http://www.atp.pt/gca/index.php?id=546> [último acesso em 20-03-2017].
- [43] Associação Têxtil e Vestuário de Portugal. A INDÚSTRIA TÊXTIL E VESTUÁRIO PORTUGUESA. Relatório técnico, Fevereiro 2015.
- [44] CITEVE. INDÚSTRIA TÊXTIL E DO VESTUÁRIO. Relatório técnico, CITEVE, Março 2012.
- [45] Alexandra Figueira. Os últimos 10 anos no Norte em números. *Jornal de Notícias*, Novembro 2016. URL: <http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/industria/detalhe/ine-confirma-exportacoes-texteis-acima-dos-5000-milhoes-em-2016> [último acesso em 20-03-2017].
- [46] António Larguesa. INE confirma exportações têxteis acima dos 5.000 milhões em 2016. *Jornal de Negócios*, Fevereiro 2017. URL: <http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/industria/detalhe/ine-confirma-exportacoes-texteis-acima-dos-5000-milhoes-em-2016> [último acesso em 20-03-2017].
- [47] KWenergia. KWenergia - Uma empresa para concretizar novas soluções de energia, 2017. URL: <http://www.kwenergia.pt> [último acesso em 02-03-2017].
- [48] António Gonçalves Henriques. Convenção quadro das nações unidas sobre alterações climáticas. *Instituto Superior Técnico, Mestrado em Engenharia do Ambiente, Lisboa*, 2009. URL: <https://fenix.ist.utl.pt/disciplinas/pa5/2008-2009/2-semester/convencao-quadro-das-nacoes--unidas-sobre-alteracoes-climaticas>.
- [49] Edward Maibach, Teresa Myers, e Anthony Leiserowitz. Climate scientists need to set the record straight: There is a scientific consensus that human-caused climate change is happening. *Earth's Future*, 2, 2014.
- [50] Tina Ohliger. Alterações climáticas e ambiente, Março 2017. URL: http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/pt/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.4.2.html [último acesso em 20-05-2017].

- [51] Filipe Duarte Santos. *Alterações Globais: Os desafios e os riscos presentes e futuros*. FUNDAÇÃO FRANCISCO MANUEL DOS SANTOS, 2016.
- [52] Ana Isabel Tété Garcia. Políticas públicas de ambiente em Portugal: contextos legislativos e institucionais e dinâmicas de implementação. 2014.
- [53] Cécile Kerebel and Dagmara Stoerring. Energias renováveis, Dezembro 2016. URL: http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/pt/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.4.html [último acesso em 20-03-2017].
- [54] AgroNegócios. Já é conhecido o parecer europeu sobre as políticas climáticas na agricultura, Setembro 2015. URL: <http://www.agronegocios.eu/noticias/ja-e-conhecido-o-parecer-europeu-sobre-as-politicas-climaticas-na-agricultura> [último acesso em 10-05-2017].
- [55] Luísa Schmidt. Ambiente e políticas ambientais: escalas e desajustes. *MV Cabral et al*, páginas 285–314, 2008.
- [56] António Gonçalves Henriques. Conceitos e princípios das políticas de ambiente. *Instituto Superior Técnico, Mestrado em Engenharia do Ambiente, Lisboa*, 2009. URL: <https://fenix.ist.utl.pt/disciplinas/pa5/2008--2009/2-semester/conceitos-e-principios-das-politicas-de-ambiente>.
- [57] Jornal Oficial da União Europeia. DIRETIVA (UE) 2015/1513 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO. Agosto 2015. URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015L1513&from=EN> [último acesso em 27-04-2017].
- [58] Comissão Europeia e Direção-Geral de Comunicação. Compreender as políticas da União Europeia: Ação climática. *Comissão Europeia*, Novembro 2014.
- [59] COMISSÃO EUROPEIA. Roteiro para a Energia 2050. Dezembro 2011. URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=PT> [último acesso em 27-04-2017].
- [60] Jornal Oficial da União Europeia. DIRECTIVA 2009/28/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO. Junho 2009. URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=EN> [último acesso em 27-04-2017].
- [61] Günther H. Oettinger. Energy 2020 A strategy for competitive, sustainable and secure energy, 2011. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011_energy2020_en_0.pdf [último acesso em 09-05-2017].
- [62] República Portuguesa Isabel Soares, Direção Geral de Energia e Ambiente. As políticas e prioridades para a Eficiência Energética e para as Energias Renováveis em Portugal, Julho 2016. URL: http://www.gppq.fct.pt/h2020/_docs/eventos/5632_apresentacao-dgeg.pdf [último acesso em 31-05-2017].
- [63] Comissão Europeia e Direção-Geral de Comunicação. *Compreender as políticas da União Europeia: Energia*. Novembro 2014.

- [64] Rita Faria. Consumo de energia na União Europeia caiu 2,5% em 25 anos. *Jornal de Negócios*, Fevereiro 2017. URL: <http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/consumo-de-energia-na-uniao-europeia-caiu-25-em-25-anos> [último acesso em 28-05-2017].
- [65] Rita Faria. Consumo de energia na União Europeia regressa a níveis de 1990. *Jornal de Negócios*, Fevereiro 2015. URL: http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/consumo_de_energia_na_uniao_europeia_regressa_aos_niveis_de_1990 [último acesso em 28-05-2017].
- [66] Eurostat. Energy trends, Junho 2016. URL: http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/pt/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.4.2.html [último acesso em 29-05-2017].
- [67] Eurostat. Electricity production and supply statistics, Maio 2017. URL: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_production_and_supply_statistics [último acesso em 29-05-2017].
- [68] Eurostat. Electricity and heat statistics, Julho 2016. URL: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_and_heat_statistics [último acesso em 29-05-2017].
- [69] Eurostat. Renewable energy statistics, Julho 2016. URL: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics [último acesso em 29-05-2017].
- [70] Eurostat. Consumption of energy, Julho 2016. URL: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Consumption_of_energy [último acesso em 29-05-2017].
- [71] Eurostat. Electricity production, consumption and market overview, Julho 2016. URL: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_production,_consumption_and_market_overview [último acesso em 29-05-2017].
- [72] PORDATA - Base de Dados de Portugal Contemporâneo. Produção e importação de energia, Julho 2016. URL: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports/pt [último acesso em 31-05-2017].
- [73] PORDATA - Base de Dados de Portugal Contemporâneo. Produção de energia eléctrica: total e a partir de fontes renováveis - Portugal, Janeiro 2017.
- [74] Estado do ambiente em Portugal. PRODUÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA, Dezembro 2016. URL: <https://rea.apambiente.pt/node/97> [último acesso em 07-06-2017].
- [75] APREN - Associação Portuguesa De Energias Renováveis. BOLETIM DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS, Dezembro 2015. URL: http://www.apren.pt/fotos/editor2/boletim_das_energias_dezembro_2015.pdf [último acesso em 21-05-2017].

- [76] Carlos Almeida. Estado atual do setor das energias renováveis em Portugal, Dezembro 2015. URL: http://www.apren.pt/fotos/editor2/carlos_almeida.pdf [último acesso em 21-05-2017].
- [77] Homem de Gouveia. Portugal usou apenas energias renováveis durante quatro dias consecutivos, Maio 2016. URL: <http://observador.pt/2016/05/18/portugal-usou- apenas-energias-renovaveis-durante-quatro-dias-consecutivos/> [último acesso em 16-06-2017].
- [78] Recorde: durante quatro dias, Portugal só consumiu energia renovável, Maio 2016. URL: <http://www.tvi24.iol.pt/sociedade/ambiente/ recorde-durante-quatro-dias-portugal-so-consumiu-energia-renovavel> [último acesso em 16-06-2017].
- [79] Orlando Almeida. Renováveis alimentaram o país quatro dias e meio, Maio 2016. URL: <http://www.dn.pt/dinheiro/interior/ renovaveis-alimentaram-o-pais-quatro-dias-e-meio-5176232.html> [último acesso em 16-06-2017].
- [80] Rui Oliveira. Renováveis já abasteceram todo o consumo nacional durante 46 dias, Junho 2016. URL: <http://www.dn.pt/dinheiro/interior/ renovaveis-ja-abasteceram-todo-o-consumo-nacional-durante-46-dias-5249946.html> [último acesso em 16-06-2017].
- [81] APREN - Associação Portuguesa De Energias Renováveis. PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE POR FONTE EM 2016, Dezembro 2016. URL: <http://www.apren.pt/pt/dados-tecnicos-3/dados-nacionais-2/ producao-2/a-producao-de-eletricidade-em-portugal-3/ producao-de-eletricidade-por-fonte-em-2016/f> [último acesso em 23-05-2017].
- [82] Deloitte. Impacto macroeconómico do setor da eletricidade de origem renovável em Portugal, Setembro 2014. URL: http://www.apren.pt/fotos/editor2/impacto_ fer__relatorio_final_20140930.pdf [último acesso em 21-05-2017].
- [83] Pedro Pina Nuno Patrício. Sol nosso que nos dá energia, Maio 2017. URL: https://www.rtp.pt/noticias/pais/sol-nosso-que-nos-das-energia_es999758 [último acesso em 23-05-2017].
- [84] Frank Jackson. Planning and installing photovoltaic systems a guide for installers, architects and engineers second edition. *Earthscan, UK and USA*, 2008.
- [85] Filipe A de S Pereira e Manuel Oliveira. Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica. *Porto: Publindústria*, 2011.
- [86] Magalhães Afonso. Setor fotovoltaico em Portugal está muito aquém do potencial do país, Maio 2017. URL: <https://sol.sapo.pt/artigo/565443/ setor-fotovoltaico-em-portugal-esta-muito-aquem-do-potencial-do-pais-> [último acesso em 05-06-2017].
- [87] APREN - Associação Portuguesa De Energias Renováveis. O QUE SÃO? URL: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/o-que-sao/> [último acesso em 23-05-2017].

- [88] APREN - Associação Portuguesa De Energias Renováveis. SOLAR. URL: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/solar/> [último acesso em 23-05-2017].
- [89] José Ricardo de Almeida Alfaia. *Microprodução com energia solar: comparação e análise da viabilidade económica das diferentes soluções de produção no novo enquadramento legal*. Tese de doutoramento, 2012.
- [90] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. PRE - Produção em Regime Especial . URL: <http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master> [último acesso em 23-05-2017].
- [91] Krannich Solar. AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO. URL: <http://pt.krannich-solar.com/pt/autoconsumo.html> [último acesso em 01-06-2017].
- [92] Krannich Solar. AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE. URL: <http://pt.krannich-solar.com/pt/autoconsumo/autoconsumo-conectado-a-rede.html> [último acesso em 01-06-2017].
- [93] Miguel Ângelo Silveiro Valente. *Caracterização automática de um painel fotovoltaico*. Tese de doutoramento, Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2011.
- [94] Ricardo Jorge Monteiro Preto. *Desenvolvimento de um sistema de produção de energia autónomo*. 2014.
- [95] João Filipe Ferreira Berlenga. *Estudo de viabilidade de uma instalação fotovoltaica num edifício existente*. Tese de doutoramento, 2012.
- [96] Filipe Fernandes dos Santos. *Utilização de energia fotovoltaica para a eficiência energética de uma moradia*. 2013.
- [97] Mandume Licumbi Peliganga. *Sistemas fotovoltaicos: sua aplicação viabilidade económica*. Tese de mestrado, 2013.
- [98] Nuno Brito Jorge. *Preço dos equipamentos tem descido muito*, Fevereiro 2017. URL: <http://www.jornaldenegocios.pt/mercados/investidor-privado/detalhe/preco-dos-equipamentos-tem-descido-muito> [último acesso em 05-06-2017].
- [99] Johannes N Mayer, P Simon, Noha Saad Hussein Philipps, Thomas Schlegl, e Charlotte Senkpiel. Current and future cost of photovoltaics. *Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems (Fraunhofer ISE, Study on behalf of Agora Energiewende, Freiburg, 2015)*, 2015.
- [100] Emerson Gonçalves de Melo. *Geração solar fotovoltaica: estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificações*. Tese de doutoramento, Universidade de São Paulo.
- [101] IES-UPM Universidad Politécnica de Madrid PVCROPS. Boas e más práticas. *Manual para melhorar a qualidade e reduzir os custos dos sistemas fotovoltaicos*, Novembro 2013.
- [102] Sara Diana Lima. *Previsão de produção de centrais solares fotovoltaicas*. 2014.

- [103] Luana Teixeira Costa Lana, Eliane Almeida, Fernanda Cristina Lima Sales Dias, Anna Clara Rosa, Olívia Castro do Espírito Santo, Thays Cristina Bajur Sacramento, e Kathlen Thais Mariotto Braz. Energia solar fotovoltaica: Revisão bibliográfica. *Engenharias On-line*, 2016.
- [104] Sarat Kumar Sahoo. Renewable and sustainable energy reviews solar photovoltaic energy progress in india: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59:927–939, 2016.
- [105] Higor José Serafim da Costa. Avaliação do fator de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. *Fortaleza: UFCE*, 2010.
- [106] Wilson Negrão Macêdo. *Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)*. Tese de doutoramento, Universidade de São Paulo, 2006.
- [107] Martina Calais e Hartmut Hinz. A ripple-based maximum power point tracking algorithm for a single-phase, grid-connected photovoltaic system. *Solar Energy*, 63(5), 1998.
- [108] AJ Kil e TCJ Van der Weiden. Performance of modular grid connected pv systems with undersized inverters in portugal and the netherlands. Em *Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1994, 1994 IEEE First World Conference on*, volume 1, páginas 1028–1031. IEEE, 1994.
- [109] European Commission. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), 2012. URL: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php> [último acesso em 21-05-2017].
- [110] Ordenamento do Território e Energia Ministério do Ambiente. Decreto-Lei n.º 153/2014, 2014. Diário da República n.º 202/2014, Série I de 2014-10-20. URL: https://dre.pt/home/-/dre/58406974/details/maximized?p_auth=VYW3zExZ [último acesso em 26-04-2017].
- [111] REN Sistema de Informação de Mercados de Energia. Preços Mercado Spot - Portugal e Espanha, 2017. URL: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Precos.aspx> [último acesso em 01-03-2017].
- [112] Ana Sofia Alves Silva. *Contributo para a análise económica e estratégica empresarial: aplicação do balanced scorecard na empresa Martifer Solar, SA*. Tese de doutoramento, 2013.
- [113] João Antunes. Eficiência energética num edifício escolar: Análise de um caso de estudo. 2017.
- [114] Cláudio Monteiro. Autoconsumo, na perspetiva de consumidores industriais, e não só. *Autoconsumo: oportunidades para consumidores domésticos e industriais*, 2014.
- [115] Eero Vartiainen, Gaëtan Masson, e Christian Breyer. Pv lcoe in europe 2015-2050. Em *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2015.
- [116] E Vartiainen, G Masson, e Ch Breyer. Pv lcoe in europe 2014-30. *European PV Technology Platform, Technical Report*, 2015.

- [117] Tânia Manuela Tavares. Estudo de modelos de remuneração de autoconsumo fotovoltaico para cabo verde. 2016.
- [118] Andreia Isabel Alves Azevedo. Aspetos técnicos de dimensionamento de instalações eléctricas integrando sistema de auto-produção distribuídos. 2016.
- [119] Longgang Bantian. Huawei technologies co., ltd. 2009.
- [120] Leonel Isidoro Azevedo Pestana. Estudo do recurso solar fotovoltaico: Previsão e dimensionamento de um parque fotovoltaico de média potência. 2017.
- [121] Joaquim AO Carneiro. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. 2009.
- [122] Josué Lima Morais e José Marinho Gomes Pereira. Guia técnico das instalações eléctricas, 2006.
- [123] J.P. Dunlop. *Photovoltaic Systems*. American Technical Publishers, Incorporated, 2012. URL: <https://books.google.pt/books?id=qPxeLwEACAAJ>.
- [124] CERTIEL. Guia prático de instalações de microprodução, 2011.
- [125] Cláudio Monteiro e CCélia Tenente. Protecções de sistemas fotovoltaicos Parte I, 2008. URL: <http://www.voltimum.pt/artigos/proteccoes-de-sistemas-fotovoltaicos-parte-i> [último acesso em 24-05-2017].
- [126] Luis Cabete, Nelson Vieira, e Pedro Sousa. Protecção de sobretensões, 2009.
- [127] Sandra Correia. *Qual o desempenho económico-financeiro da minha empresa?* Revista Portuguesa de Contabilidade, 2014.
- [128] Geuffer Garcia. *Avaliação económica de centrais eólicas e fotovoltaicas em Portugal continental: análise de sensibilidade*. Tese de doutoramento, 2013.
- [129] Carlos Pestana Barros. *Avaliação financeira de projectos de investimento*. Escolar Editora, 2007.
- [130] A Zunido e G Magalhães. Vasco.(2006). *Análise Financeira de Projectos de Software (VAL, TIR e PRI)*, 2012.
- [131] José Pereira Da Silva. *Análise financeira das empresas*. Editora Atlas SA, 2000.
- [132] Paulo Nunes. TIR (Taxa Interna de Rendibilidade), 2017. URL: <http://knoow.net/cienceconempr/gestao/tir-taxa-interna-rendibilidade/> [último acesso em 20-05-2017].
- [133] Wlademir Ribeiro Prates. O que é TIR (Taxa Interna de Retorno)?, 2016. URL: <http://www.wrprates.com/o-que-e-tir-taxa-interna-de-retorno/> [último acesso em 20-05-2017].